



**EDUARDO DE OLIVEIRA BUENO**

**PEGADA HÍDRICA DAS USINAS  
HIDRELÉTRICAS DO SISTEMA  
INTERLIGADO NACIONAL NA REGIÃO  
HIDROGRÁFICA DO PARANÁ**

**LAVRAS – MG**

**2018**

**EDUARDO DE OLIVEIRA BUENO**

**PEGADA HÍDRICA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DO SISTEMA  
INTERLIGADO NACIONAL NA REGIÃO HIDROGRÁFICA DO  
PARANÁ**

Tese apresentada à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos em Sistemas Agrícolas, para obtenção do título de Doutor.

Prof. Dr. Carlos Rogério de Mello

Orientador

Prof. Dr. Marcelo Ribeiro Viola

Coorientador

**LAVRAS – MG**

**2018**

**Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema de Geração de Ficha Catalográfica da Biblioteca  
Universitária da UFLA, com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).**

Bueno, Eduardo de Oliveira.

Pegada hídrica das usinas hidrelétricas do Sistema Interligado  
Nacional na Região Hidrográfica do Paraná / Eduardo de Oliveira  
Bueno. - 2018.

371 p. : il.

Orientador: Carlos Rogério de Mello.

Coorientador: Marcelo Ribeiro Viola.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Lavras, 2018.

Bibliografia.

1. Pegada Hídrica. 2. Usina Hidrelétrica. 3. Evaporação. I.  
Mello, Carlos Rogério de. II. Viola, Marcelo Ribeiro. III. Título.

**EDUARDO DE OLIVEIRA BUENO**

**PEGADA HÍDRICA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DO SISTEMA  
INTERLIGADO NACIONAL NA REGIÃO HIDROGRÁFICA DO  
PARANÁ**

**WATER FOOTPRINT OF HYDROELECTRIC POWER PLANTS OF  
NATIONAL INTERLIGED SYSTEM IN THE PARANÁ  
HYDROGRAPHIC REGION**

Tese apresentada à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos em Sistemas Agrícolas, para obtenção do título de Doutor.

APROVADA em 26 de junho de 2018

Dr. Benedito Cláudio da Silva	UNIFEI
Dr. Gilberto Coelho	UFLA
Dra. Silvia de Nazaré Monteiro Yanagi	UFLA

Prof. Dr. Carlos Rogério de Mello  
Orientador

Prof. Dr. Marcelo Ribeiro Viola  
Coorientador

**LAVRAS – MG**

**2018**

*Ao meu sogro, Neulion (in memoriam).*

**DEDICO.**

## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço à minha esposa Fabiana, pelo seu amor, confiança, incentivos, compreensão das minhas ausências e dedicação ao nosso filho e ao nosso lar. E, ao meu filho Rafael, pelos abraços, beijos e sorrisos ao retornar das inúmeras viagens para Lavras.

Ao meu orientador, professor Carlos Rogério, pela confiança, compreensão, ensinamentos e coordenação desta pesquisa. E ao professor Marcelo Viola pela atenção, ensinamentos e coorientação.

Ao amigo Geovane Alves pela responsabilidade e competência na realização dos serviços de campo, fundamental para o sucesso desta tese.

Aos colegas Marcelo de Deus, Renato Constâncio, Alberto Assis, Diogo Bueno e Aloísio Chaves, da Gerência de Planejamento Energético da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, pela atenção de sempre, esclarecimentos e fornecimento dos dados hidrológicos e operacionais necessários à esta pesquisa.

À Aliança Energia, Prof. Marciano, Sr. Junqueira, Sr. Arlindo e Sra. Kênia pela gentileza ao ceder suas propriedades para instalação dos equipamentos para a coleta de dados no entorno do reservatório do Funil.

À Aliança Energia pelo fornecimento dos dados da UHE Funil, e à Itaipu Binacional pelo fornecimento dos dados daquela usina.

À CEMIG e ANEEL pelo apoio financeiro para o desenvolvimento desta pesquisa. E à FAPEMIG pela bolsa de doutorado concedida.

Aos professores, funcionários e colegas do Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos em Sistemas Agrícolas da Universidade Federal de Lavras, pela atenção e ótima convivência ao longo dos anos do doutorado, em especial: Prof. Gilberto Coelho, Luísa, Nayara, Vinícius, Sany, Marcelo Linon.

Agradeço a Deus pela graça da vida, saúde e sabedoria.

## RESUMO

Nos últimos anos, a pegada hídrica (PH) tem sido usada como um indicador para análise do uso sustentável e eficiente dos recursos hídricos para geração hidrelétrica. Em geral, a PH de usina hidrelétrica (UHE) é calculada pela relação entre a evaporação do reservatório e a energia gerada pela usina, denominada de PH Bruta, podendo ser obtida também a partir da evaporação líquida do reservatório (PH Líquida). Realizou-se um estudo para a UHE Funil, localizada no rio Grande, Sul de Minas Gerais, a partir de dados observados, durante 2 anos, em estações meteorológicas instaladas no entorno do reservatório, analisando o comportamento intra-anual da PH deste aproveitamento e a sustentabilidade deste indicador. Além disto, um estudo de maior abrangência espacial e temporal foi elaborado, a partir de dados operacionais e meteorológicos de um período de 15 anos obtidos de diferentes fontes, avaliando a PH das 62 UHEs do Sistema Interligado Nacional (SIN), localizadas na Região Hidrográfica do Paraná, individualmente, por aproveitamento e, de forma sistêmica, por bacia hidrográfica. A PH Bruta da UHE Funil foi igual a  $29 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , enquanto a PH Líquida foi estimada em  $13 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , portanto 55% menor ao adotar uma metodologia que considera o volume de água que já seria perdido por evapotranspiração da área inundada pelo reservatório. Os resultados indicaram uma eficiência da UHE Funil, no uso da água para geração hidrelétrica, expressa por uma PH baixa e sustentável, considerando o balanço hídrico favorável entre a disponibilidade e a demanda pelos recursos hídricos na bacia onde está localizada a usina. As UHEs do SIN apresentaram PH variáveis entre si, por particularidades dos aproveitamentos (potência instalada, geração de energia, tamanho do reservatório). As PH das UHEs do SIN apresentaram fraca correlação com o tipo de clima e com a evaporação do reservatório e uma forte dependência da relação área inundada por potência instalada ( $\text{ha}.\text{MW}^{-1}$ ) dos respectivos aproveitamentos. As usinas a fio d'água apresentaram menor PH do que os aproveitamentos com reservatórios de regularização, sobretudo, aqueles localizados nas cabeceiras das bacias. A PH Bruta e Líquida da geração hidrelétrica do SIN, na Região Hidrográfica do Paraná, foi igual, respectivamente, a 25 e  $11 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , apresentando-se abaixo da média das estimativas de PH de aproveitamentos hidrelétricos no Brasil e no mundo. A produção de energia na Região Hidrográfica do Paraná é a maior do país, com destaque em nível mundial, sobretudo, pela usina de Itaipu, influenciando de forma significativa a redução da PH da geração hidrelétrica. Em termos de bacia hidrográfica, a PH da geração hidrelétrica do SIN, na bacia do rio Iguaçu, foi a menor da Região Hidrográfica do Paraná ( $7$  e  $1,6 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , respectivamente, para PH Bruta e Líquida), em razão da elevada potência instalada e reservatórios relativamente pequenos nesta bacia. A bacia do rio Tietê apresentou a maior PH

para geração hidrelétrica entre as bacias estudadas (120 e 61 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>, respectivamente, para PH Bruta e Líquida), em virtude da baixa capacidade instalada em relação à área total inundada pelos reservatórios do SIN nesta bacia.

**Palavras-chave:** Evaporação. Reservatório. Hidrelétrica. Pegada Hídrica.



## ABSTRACT

Recently, water footprint (WF) has been used as an indicator of the efficiency and sustainability of water resources assigned for hydropower generation. WF of a given hydropower plant is calculated based on the ration between evaporation from the reservoir and the electric energy generated by the facility, and it is known as Gross Water Footprint (GWF); however, WF can also be calculated taking into account the net evaporation, a so-called Net Water Footprint (NWF). This study was carried out at Funil Hydropower Plant (FHP), located in Grande river, southern Minas Gerais, Brazil, using observed weather datasets of two consecutive years, recorded by four meteorological stations installed in the reservoir's surroundings. It was possible to analyze the intra-annual WF behavior of this facility along with the use of this indicator. In addition, a spatial and temporal wider study was also conducted based on operative data of the plants and weather data over a period of fifteen years for the Parana Hydrograph region (PHR), which accounts 62 hydropower plants belongs to the Brazilian Interconnected System (SIN). This second study was done considering each one plant and in a systemic way for entire PHR. GWF and NWF to FHP was, respectively, equal to 29 and 13  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , being the later 55% lower. This difference occurred due to the methodology approaches considered in the calculation of GWF and NWF; the later one considers the difference between the evapotranspiration from the flooded area before the reservoir filling and the evaporation from it. The results have demonstrated a reasonable efficiency of the water use for electric energy generation in FHP, since both WFs are low, allowing for characterizing a positive balance between water availability and water demand in the basin where the plant is located. The hydropower plants belonging to the SIN have showed different behaviors for WF especially due to the specificities of each one facility, e.g. installed power, energy generation, and size of the reservoirs. In this sense, WF showed low correlation with both Köppen climate type and the reservoir evaporation, however, a strong dependence of the flooded area and installed power ration ( $\text{ha}.\text{MW}^{-1}$ ) was observed. Power plants built with a water constant reservoir level showed lower WF than the plants built with reservoirs of regularization (non-constant level), mainly those located in the headwater basins. GWF and NWF of the electric energy generation from PHR were, respectively, of 25 and 11  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , meaning that the most important hydrograph region in the context of hydroelectric generation in Brazil is, on average, lower than the WF observed in other Brazilian facilities or even in the world. Itaipu Power Plant stands out being the second greatest facility in world in terms of installed power and the greatest in the energy production, which leded to lower WF. Considering now the basins of the PHR as reference, Iguassu Basin showed the lowest WF (from 7 to 1,6

$\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , respectively, for GWF and NWF) because of the highest installed power and small reservoirs which generated the lowest amount of evaporation. In the other hand, Tiete river basin showed the largest WF among the basins of the PHR (120 and 61  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , respectively, for GWF and NWF) due to the lowest installed power in relation to the flooded area of the SIN reservoirs in this basin.

**Keywords:** Evaporation. Reservoir. Hydroelectric. Water Footprint.

## SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO GERAL .....	15
1 INTRODUÇÃO .....	15
2 REFERENCIAL TEÓRICO .....	18
2.1 O sistema elétrico brasileiro.....	18
2.1.1 Matriz energética do SIN.....	19
2.1.2 Subsistemas do SIN.....	22
2.1.3 As regiões hidrográficas brasileiras e o SIN.....	25
2.2 Planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro.....	27
2.2.1 Horizontes de planejamento da operação do SIN .....	29
2.2.2 Dilema do operador.....	30
2.2.3 Otimização dos custos de produção de energia elétrica .....	33
2.2.4 Modelos de simulação da operação do SIN .....	35
2.3 Evaporação de reservatórios .....	37
2.3.1 Método de Penman-Monteith.....	40
2.3.2 Variação de calor armazenado no reservatório .....	42
2.3.3 Evapotranspiração de áreas .....	44
2.3.4 Evaporação líquida de reservatórios.....	46
2.3.5 Modelos de relação complementar CRAE e CRLE .....	48
2.3.6 Programa computacional WREVAP.....	54
2.4 Pegada hídrica.....	55
2.4.1 Classificação da pegada hídrica .....	57
2.4.2 Sustentabilidade da pegada hídrica.....	60
2.4.3 Pegada hídrica de geração de energia elétrica.....	61

2.4.4 Pegada hídrica de usinas hidrelétricas .....	63
2.4.5 Aspectos metodológicos da pegada hídrica de usinas hidrelétricas .....	65
2.4.6 Estimativas de pegada hídrica de usinas hidrelétricas .....	71
3 CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	80
CAPÍTULO 2 PEGADA HÍDRICA DA USINA HIDRELÉTRICA DO FUNIL – RIO GRANDE / MG .....	94
1 INTRODUÇÃO .....	94
2 MATERIAIS E MÉTODOS .....	96
2.1 Caracterização da área em estudo .....	96
2.2 Operação hidroenergética da cascata de usinas do Alto rio Grande .....	98
2.3 Dados operacionais da UHE Funil.....	102
2.3.1 Geração de energia na UHE Funil.....	102
2.3.2 Nível d'água operativo e área inundada pelo reservatório do Funil .....	102
2.3.3 Vazões afluentes ao reservatório da UHE Funil .....	104
2.3.4 Vazões defluentes do reservatório da UHE Funil .....	107
2.4 Monitoramento de dados meteorológicos para o estudo da UHE Funil .....	107
2.5 Monitoramento da temperatura da água do reservatório do Funil .....	110
2.6 Metodologia de cálculo da evaporação do reservatório do Funil .....	112
2.7 Cálculo da variação de calor armazenado no reservatório do Funil a partir do monitoramento do perfil vertical da temperatura da água .....	120
2.8 Metodologia de cálculo da evapotranspiração real da área inundada pelo reservatório do Funil.....	121
2.9 Cálculo da evaporação líquida do reservatório do Funil.....	127
2.10 Metodologia de cálculo da pegada hídrica da UHE Funil .....	127
3 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	129
3.1 Caracterização meteorológica da região do reservatório do Funil.....	129

3.2 Termodinâmica do reservatório do Funil.....	129
3.2.1 <i>Temperatura superficial da água do reservatório do Funil calculada conforme McJannet et al. (2008)</i> .....	136
3.2.2 <i>Emissão de radiação de ondas longas pelo espelho d'água e variação de calor armazenado no reservatório do Funil</i> .....	138
3.3 Evaporação do reservatório da UHE Funil .....	141
3.4 Evapotranspiração real da área inundada pelo reservatório do Funil .....	143
3.5 Evaporação líquida do reservatório da UHE Funil .....	145
3.6 Pegada hídrica da UHE Funil .....	148
3.6.1 <i>Principais fatores que influenciam na pegada hídrica da UHE Funil</i> ....	151
3.6.2 <i>Pegada hídrica da UHE Funil e operação do reservatório de Camargos</i> .....	155
3.6.3 <i>Sustentabilidade da pegada hídrica da UHE Funil</i> .....	157
4 CONCLUSÕES .....	159
REFERÊNCIAS.....	161
ANEXOS .....	166
CAPÍTULO 3 PEGADA HÍDRICA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DO SIN NA REGIÃO HIDROGRÁFICA DO PARANÁ .....	177
1 INTRODUÇÃO .....	177
2 MATERIAIS E MÉTODOS .....	180
2.1 Caracterização da Região Hidrográfica do Paraná .....	180
2.1.1 <i>Caracterização climática</i> .....	180
2.1.2 <i>Bacias hidrográficas</i> .....	184
2.1.3 <i>Uso dos recursos hídricos na Região Hidrográfica do Paraná</i> .....	185
2.1.4 <i>Potencial e geração hidrelétrica na Região Hidrográfica do Paraná</i> ....	186
2.2 Dados operacionais das usinas hidrelétricas em estudo.....	193

2.3 Dados meteorológicos.....	203
2.4 Metodologia de cálculo da evapotranspiração real das áreas inundadas e da evaporação dos reservatórios em estudo.....	213
2.4.1 <i>Cálculo da evapotranspiração real das áreas inundadas pelos reservatórios em estudo</i> .....	216
2.4.2 <i>Cálculo da evaporação dos reservatórios em estudo</i> .....	224
2.4.3 <i>Cálculo da evaporação líquida dos reservatórios das UHEs em estudo</i> .....	228
2.4.4 <i>Metodologia de cálculo da pegada hídrica das usinas do SIN</i> .....	228
3 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	231
3.1 Bacia hidrográfica do rio Paranaíba.....	231
3.1.1 <i>Evaporação, evapotranspiração da área inundada e evaporação líquida dos reservatórios do SIN na bacia do rio Paranaíba</i> .....	231
3.1.2 <i>Pegada hídrica das usinas do SIN na bacia do rio Paranaíba</i> .....	233
3.1.3 <i>Pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Paranaíba</i> .....	243
3.2 Bacia hidrográfica do rio Grande.....	246
3.2.1 <i>Evaporação, evapotranspiração da área inundada e evaporação líquida dos reservatórios do SIN na bacia do rio Grande</i> .....	246
3.2.2 <i>Pegada hídrica das usinas do SIN na bacia do rio Grande</i> .....	249
3.2.3 <i>Pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Grande</i> .....	257
3.3 Bacia hidrográfica do rio Tietê.....	260
3.3.1 <i>Evaporação, evapotranspiração da área inundada e evaporação líquida dos reservatórios do SIN na bacia do rio Tietê</i> .....	260
3.3.2 <i>Pegada hídrica das usinas do SIN na bacia do rio Tietê</i> .....	263
3.3.3 <i>Pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Tietê</i> .....	271
3.4 Bacia hidrográfica do rio Paranapanema.....	274
3.4.1 <i>Evaporação, evapotranspiração da área inundada e evaporação líquida dos reservatórios do SIN na bacia do rio Paranapanema</i> .....	274

3.4.2 Pegada hídrica das usinas do SIN na bacia do rio Paranapanema.....	276
3.4.3 Pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Paranapanema.....	285
3.5 Bacia hidrográfica do rio Iguaçu.....	287
3.5.1 Evaporação, evapotranspiração da área inundada e evaporação líquida dos reservatórios do SIN na bacia do rio Iguaçu.....	287
3.5.2 Pegada hídrica das usinas do SIN na bacia do rio Iguaçu.....	289
3.5.3 Pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Iguaçu.....	298
3.6 Usinas hidrelétricas do SIN na calha do rio Paraná.....	301
3.6.1 Evaporação, evapotranspiração da área inundada e evaporação líquida dos reservatórios do SIN na calha do rio Paraná.....	301
3.6.2 Pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN na calha do rio Paraná.....	303
3.6.3 Pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na calha do rio Paraná.....	311
3.7 Pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na Região Hidrográfica do Paraná.....	313
3.8 Comportamento da pegada hídrica da geração hidrelétrica ao longo do período em estudo.....	322
3.9 Fatores que influenciam na pegada hídrica de usinas hidrelétricas.....	323
3.9.1 Relação da pegada hídrica das usinas hidrelétricas com a localização e com a capacidade de regularização dos reservatórios.....	326
3.9.2 Relação da pegada hídrica das usinas hidrelétricas e o tipo de clima.....	330
4 CONCLUSÕES.....	333
ANEXOS.....	340

## **CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO GERAL**

### **1 INTRODUÇÃO**

De acordo com a International Energy Agency – IEA (2017), o Brasil ocupa o 3º lugar no ranking mundial de geração hidrelétrica, ficando atrás do Canadá e da China. Por causa da escassez hídrica, verificou-se, nos últimos anos, uma maior participação de combustíveis fósseis na matriz elétrica brasileira, com a redução do uso de hidrelétricas (IEA, 2017). De qualquer forma, a matriz energética do país é, predominantemente com base em geração hídrica, com 1265 usinas hidrelétricas, correspondendo a 69% da capacidade instalada para geração de energia elétrica no país (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2017a).

No cenário atual de mudanças climáticas e escassez dos recursos hídricos, é crescente a preocupação com a sustentabilidade das usinas hidrelétricas, motivando a necessidade de estudos mais detalhados sobre a relação entre água e hidroeletricidade (LIU et al., 2015).

Embora as energias renováveis sejam consideradas como fontes de energia limpas, houve uma crescente preocupação com sua sustentabilidade ambiental, nos últimos anos, incluindo, por exemplo, críticas à grande quantidade de água perdida por evaporação dos reservatórios das usinas hidrelétricas (MEKONNEN; GERBENS-LEENES; HOEKSTRA, 2015).

A hidroeletricidade é uma fonte de energia considerada de baixo impacto ambiental, principalmente, pela sua natureza renovável e baixa emissão de gases de efeito estufa. No entanto o consumo de água é um dos mais expressivos por unidade de energia produzida entre as fontes, renováveis e não renováveis, mais usadas atualmente (ZHAO; LIU, 2015).

Nos últimos anos, um debate importante e frequente tem ocorrido, provocado pelo questionamento se o uso dos recursos hídricos pelas usinas



hidrelétricas é de fato não consuntivo (AGUILAR; LOUW; NEVILLE, 2011; BUENO; MELLO; ALVES, 2016; MEKONNEN; HOEKSTRA, 2011). Esta questão repercute cada vez mais em razão do conceito de pegada hídrica (“water footprint”), que consiste no consumo de água necessário, para produzir uma unidade de determinado produto, considerando todas as fases de sua cadeia produtiva (HOEKSTRA et al., 2011). Para as usinas hidrelétricas, a abordagem é mais específica e busca-se quantificar a pegada hídrica em termos da relação entre a evaporação dos reservatórios e a energia produzida expressa em  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ .

A partir do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas, intensificou-se a busca pela padronização de metodologias para a obtenção de estimativas de perdas de água por diversas formas de geração de energia, de modo a possibilitar uma comparação rigorosa entre os valores assim obtidos (BAKKEN et al., 2013; INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE - IPCC, 2012). Neste sentido, a pegada hídrica tem sido usada como um importante indicador para análise do uso sustentável e eficiente dos recursos hídricos para geração hidrelétrica.

A pegada hídrica das usinas hidrelétricas brasileiras depende diretamente do planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela definição dos montantes de energia a serem gerados em cada aproveitamento.

As usinas hidrelétricas são caracterizadas por terem uma pegada hídrica elevada. No entanto estimativas de pegada hídrica, a partir de uma abordagem metodológica inadequada e com dados inconsistentes, podem levar a resultados incoerentes, implicando conclusões equivocadas e tendenciosas associadas à pegada hídrica de hidrelétricas. Em consequência, a maior abrangência (econômica e ambiental) são: i) impacto na imagem das empresas no mercado consumidor, sobretudo internacional, de produtos que têm a energia proveniente

da geração hídrica como insumo no seu processo produtivo; ii) indução de políticas de incentivo do uso de outras fontes de geração de energia com menor pegada hídrica, porém de maior impacto ambiental, como as não renováveis (BUENO; MELLO, 2015).

Neste contexto, em uma primeira parte da tese, foi desenvolvido um estudo para o reservatório da Usina Hidrelétrica (UHE) de Funil, localizado na região do Alto rio Grande, Sul de Minas Gerais, utilizando dados meteorológicos monitorados in situ e dados operacionais de um período de 2 anos (julho/2015 a junho/2017). Objetivou-se, neste estudo, estimar as taxas de evaporação diária, mensal e anual do reservatório da UHE Funil, a partir de dados monitorados e caracterizar a pegada hídrica deste aproveitamento hidrelétrico, com base na sua produção de energia elétrica e nas estimativas de evaporação, comparando os resultados com valores indicados para outras usinas hidrelétricas no Brasil e no mundo. Na segunda parte da tese, objetivou-se avaliar a pegada hídrica da hidroeletricidade, em uma abordagem mais ampla, quantificando este indicador para as 62 usinas hidrelétricas do SIN, localizadas na Região Hidrográfica do Paraná, para um período de 15 anos (2002 a 2016), individualmente por aproveitamento e em uma análise sistêmica, considerando a cascata de usinas na escala da bacia hidrográfica. Os resultados obtidos foram comparados aos valores de pegada hídrica indicados para outras usinas no Brasil e no mundo.

## **2 REFERENCIAL TEÓRICO**

### **2.1 O sistema elétrico brasileiro**

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, denominado de Sistema Interligado Nacional (SIN), é um sistema hidrotermoeólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas (UHEs), distribuídas em diversas bacias hidrográficas, nas diferentes regiões do país.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do SIN, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Visando garantir o atendimento aos usos múltiplos da água, a Agência Nacional das Águas (ANA) faz o acompanhamento da situação dos reservatórios do setor elétrico, a partir das informações disponibilizadas pelo ONS.

A energia produzida pelas usinas (hidrelétricas e outras) do SIN somam mais de 99% da geração nacional, restando pequenos sistemas elétricos isolados, dimensionados apenas para o atendimento de necessidades localizadas, que se encontram na região Norte do país e cuja demanda por energia é suprida, principalmente, por térmicas a óleo diesel (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS, 2017a).

A interconexão, por meio das redes de transmissão das diferentes usinas de geração de energia (hídrica, térmica, eólica), existentes nos quatro subsistemas que integram o SIN (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), propicia a transferência de energia entre elas, o que permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explorar melhor a diversidade regional dos regimes de chuvas e vazões das principais bacias hidrográficas do país para o setor elétrico.

A integração dos recursos de geração e transmissão visa ao atendimento do mercado consumidor com segurança e menor custo (ONS, 2017a).

### ***2.1.1 Matriz energética do SIN***

O planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro prevê a crescente diversificação da sua matriz energética, historicamente concentrada na geração por meio de fonte hidráulica. Um dos principais objetivos desta estratégia é reduzir os riscos decorrentes da relação de dependência existente entre a produção de energia elétrica e as condições hidrológicas, sobretudo, os níveis pluviométricos nas cabeceiras das bacias hidrográficas dos rios que abrigam as principais usinas hidrelétricas do país (ANEEL, 2008).

No início deste século, os aproveitamentos hidrelétricos representavam mais de 90% da capacidade instalada no país. Em 2016, essa participação recuou para cerca de 70%, resultado da construção de usinas baseadas em outras fontes, em ritmo maior do que aquele verificado para as hidrelétricas (ANEEL, 2017a).

Nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas, principalmente, nas regiões Nordeste e Sul do país, apresentou um forte crescimento, aumentando a sua importância para o atendimento do mercado de energia. As termoelétricas, em geral, localizadas nas proximidades dos centros de demanda, desempenham papel estratégico para o SIN, apesar do maior custo de produção de energia. Essas usinas são despachadas, em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro (ONS, 2017a).

A crise hídrica dos últimos anos pela escassez de chuvas contribui ainda mais para a diversificação da matriz energética nacional. As outras fontes de energia, sobretudo, as termoelétricas, a partir de combustíveis fósseis, foram fundamentais para garantia do atendimento da demanda de energia.

A Tabela 1 apresenta o potencial e geração de energia elétrica do SIN, em 2016, conforme fonte de geração, com destaque para a hidroeletricidade (tanto em capacidade instalada, quanto na produção de energia elétrica).

A Figura 1 apresenta a geração mensal de energia pelas usinas hidrelétricas do SIN, média do período de 2002 a 2016, em que se pode observar certa uniformidade intra-anual (dentro do ano). Esta uniformidade é garantida pela operação integrada das usinas (hidrelétricas e outras) do SIN pelo ONS, uma vez que, de acordo com o regime de chuvas, as gerações de fonte hídrica entre as regiões do país são diferentes ao longo do ano.

Tabela 1 - Matriz energética do SIN por fonte de geração.

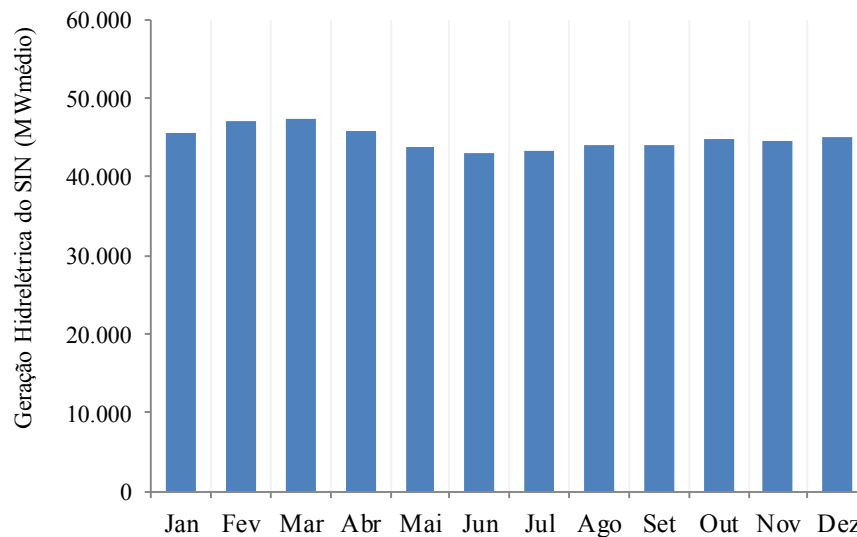
Tipo de Usina <sup>1</sup>	Potência Instalada		Geração em 2016	
	MW	%	MWmédio	%
Hidrelétrica <sup>2</sup>	101.999	69,1%	47.446	73,4%
Termoelétrica <sup>3</sup>	33.751	22,9%	11.561	17,9%
Nuclear	1.990	1,3%	1.806	2,8%
Eólica	9.834	6,7%	3.809	5,9%
Solar	19	0,01%	3	0,005%
<b>Total do SIN</b>	<b>147.593</b>	<b>100%</b>	<b>64.625</b>	<b>100%</b>

Notas: 1 - Inclui as usinas integrantes do SIN; 2 - Inclui a capacidade total instalada de Itaipu. 3 - Inclui usinas de biomassa e combustíveis fósseis.

Data base: Dezembro/2016.

Fonte: ONS (2017b, 2017b).

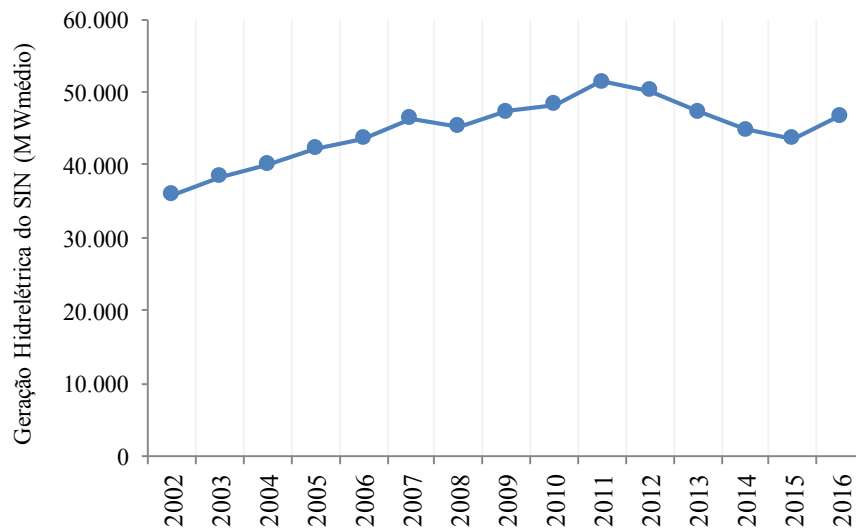
Figura 1 – Geração hidrelétrica do SIN, médias mensais de 2002 a 2016.



Fonte: ONS (2017b).

A Figura 2 ilustra a geração pelas usinas hidrelétricas do SIN, nos últimos 15 anos (2002 a 2016), apresentando uma tendência de crescimento da geração, que pode ser justificada pela construção e início da operação de novas usinas, em especial, na região Norte do país (HUNT; STILPEN; FREITAS, 2018). Destaque para a queda acentuada na produção de hidroeletricidade, nos anos de 2013 a 2015, associada ao evento histórico de estiagem prolongada, em diversas regiões do país, especialmente, no Sudeste e Nordeste. Em 2016, em função de um regime de chuvas mais favorável, verificou-se um menor despacho das termoeletricas e retomada do maior uso das usinas hidrelétricas (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2017).

Figura 2 – Geração hidrelétrica do SIN, médias anuais de 2002 a 2016.

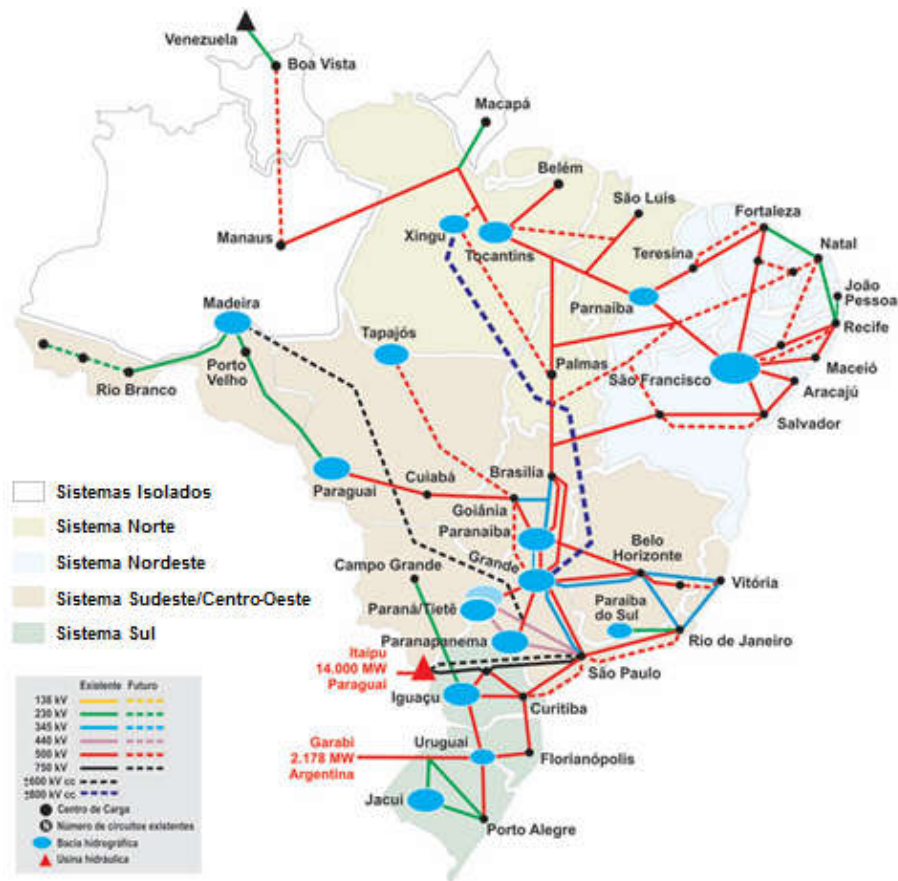


Fonte: ONS (2017b).

### 2.1.2 Subsistemas do SIN

A operação integrada do SIN pelo ONS resulta em contínuo intercâmbio de energia elétrica entre as regiões do país. A Figura 3 ilustra a integração eletroenergética brasileira e os quatro subsistemas do SIN. No início da década de 80, foram estabelecidas as interligações entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul e entre os subsistemas Norte e Nordeste. Em 1999, foi concluída a interligação entre o Norte e o Sul do país (DEUS, 2008).

Figura 3 - Integração eletroenergética brasileira e os subsistemas do SIN.



Fonte: Adaptado de ONS (2017a).

De acordo com ONS (2017a), os quatro subsistemas do SIN possuem as seguintes características:

- Subsistema Norte: eminente exportador de energia. Fornece energia para o período de ponta por pelo menos nove meses do ano.
- Subsistema Nordeste: importador ou exportador de energia conforme índices de chuvas na região. Com a conclusão das expansões da malha de interligação com a região Sudeste/Centro-Oeste, será um potencial exportador no período de ponta.



- Subsistema Sudeste/Centro-Oeste: grande mercado de demanda no país e importador de outras regiões durante a maior parte do ano. Possui grande capacidade de armazenamento em diversos reservatórios.
- Subsistema Sul: sistema hidrotérmico com grande variabilidade de armazenamento. Os sentidos dos intercâmbios com o subsistema Sudeste/Centro-Oeste são altamente dependentes da sua hidrologia.

A Tabela 2 apresenta a potência e geração de energia elétrica do SIN, em 2016, conforme subsistema, com destaque para o Sudeste/Centro-Oeste em termos de potencial e geração efetiva.

Tabela 2 – Potência e geração de energia do SIN por subsistema.

Subsistema do SIN	Potência Instalada		Geração em 2016	
	MW	%	MWmédio	%
Norte	16.404	11,1%	6.059	9,4%
Nordeste	26.264	17,8%	8.449	13,1%
Sudeste/Centro-Oeste	82.341	55,8%	37.883	58,6%
Sul	22.584	15,3%	12.233	18,9%
<b>Total do SIN</b>	<b>147.593</b>	<b>100%</b>	<b>64.625</b>	<b>100%</b>

Data base: Dezembro/2016.

Fonte: ONS (2017b).

Em 2016, foi observado o intercâmbio entre os subsistemas do SIN dos seguintes volumes de energia elétrica produzidos (EPE, 2017):

- Subsistema Norte: importação de 48 MWmédio do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Exportação de 679 MWmédio para o subsistema Nordeste.
- Subsistema Nordeste: importação de 679 MWmédio do subsistema Norte.

- Subsistema Sudeste/Centro-Oeste: importação de 1.231 MWmédio do subsistema Sul. Exportação de 1.291 MWmédio para o subsistema Nordeste, e 48 MWmédio para o subsistema Norte.
- Subsistema Sul: exportação de 1.231 MWmédio para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

No que diz respeito, especificamente, à hidroeletricidade, em 2016, 105 aproveitamentos hidrelétricos do SIN situavam-se dentro do perímetro do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, correspondendo a 39,8% (58.814 MW) da capacidade total instalada do SIN. Estas usinas foram responsáveis por 64% da geração hidroelétrica do SIN no ano de 2016 (ONS, 2017b).

### ***2.1.3 As regiões hidrográficas brasileiras e o SIN***

A divisão hidrográfica nacional instituída pelo Conselho Nacional de Recursos Hídricos - CNRH (2003) estabelece as doze regiões hidrográficas brasileiras, apresentadas na Figura 4, visando orientar, espacialmente, o planejamento e gerenciamento dos recursos hídricos em todo o país. Entre estas regiões hidrográficas, algumas ainda possuem alto potencial para o aproveitamento da energia hidráulica dos rios, com destaque para a Região Amazônica, que representa cerca de 40% do potencial hidrelétrico do país, dos quais, menos de 5% atualmente estão sendo aproveitados (AGÊNCIA NACIONAL DAS ÁGUAS - ANA, 2015a).

Figura 4 – Usinas hidrelétricas do SIN e regiões hidrográficas do Brasil.



Fonte: Elaborado a partir de CNRH (2003) e ONS (2017b).

De acordo com o ONS (2017b), em dezembro de 2016, o SIN contava com 143 aproveitamentos hidrelétricos, sendo 85 usinas a fio d'água e 58 com reservatórios de regularização. Existem ainda 10 reservatórios sem unidades de geração, com a finalidade de regularização de vazão e o atendimento de outros usos (por exemplo, abastecimento humano, controle de cheias).

A capacidade instalada das usinas hidrelétricas do SIN totalizava 97.494 MW, conforme apresentado na Tabela 3. Em termos de geração, em 2016, as hidrelétricas do SIN produziram 45.739 MWmédio. Destaque para as 62 usinas da Região Hidrográfica do Paraná, responsável pela produção de 63,3% de toda hidroeletricidade do SIN (ANEEL, 2017b; ITAIPU BINACIONAL, 2017).

Tabela 3 - Potência e geração hidrelétrica, por região hidrográfica brasileira.

Região Hidrográfica	Quantidade de UHEs		Potência <sup>1</sup> Instalada		Geração <sup>2</sup> em 2016	
	Nº	%	MW	%	MWmédio	%
Amazônica	14	9,8%	12.856	13,2%	3.458	7,6%
Atlântico Leste	4	2,8%	1.081	1,1%	134	0,3%
Atlântico Sudeste	21	14,7%	3.792	3,9%	842	1,8%
Atlântico Sul	9	6,3%	1.775	1,8%	1.073	2,3%
Paraguai	5	3,5%	662	0,7%	326	0,7%
Paraná	62	43,4%	47.957	49,2%	28.961	63,3%
Parnaíba	1	0,7%	237	0,2%	105	0,2%
São Francisco	9	6,3%	10.556	10,8%	2.444	5,3%
Tocantins-Araguaia	7	4,9%	12.827	13,2%	4.491	9,8%
Uruguai	11	7,7%	5.752	5,9%	3.904	8,5%
<b>Total</b>	<b>143</b>	<b>100%</b>	<b>97.494</b>	<b>100%</b>	<b>45.739</b>	<b>100%</b>

**Fonte:** 1 - ONS (2017c), considerando a potência total de Itaipu. Inclui apenas UHEs do SIN. Não inclui PCHs e CGHs. Data base: Dezembro/2016. 2 - ANEEL (2017b) e Itaipu Binacional (2017). Média de 2016. Inclui apenas UHEs do SIN. Não inclui PCHs e CGHs.

## 2.2 Planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro

A principal premissa do planejamento da operação do SIN é otimizar o uso dos recursos hídricos, minimizando custos para a sociedade. De uma forma geral, o objetivo principal é reduzir o custo total de produção de energia elétrica, por meio de tomadas de decisões sobre as gerações hidráulica e térmica, intercâmbio entre regiões; e sujeito às restrições operativas e de transmissão (SILVA, 2008). Assim, a otimização energética pode ser definida como o resultado do conjunto de ações que visam ao atendimento da demanda de energia elétrica ao menor custo, ou seja, minimizando a utilização de geração

térmica e evitando vertimentos nos reservatórios das usinas hidrelétricas (PENNA, 2009).

A hidreletricidade depende de fatores climáticos, que definem períodos de chuva ou estiagem. No caso do Brasil, com sua vasta extensão territorial, existe uma variabilidade climática que repercute em diferenças hidrológicas (em termos de chuvas e vazões) significativas entre as diversas regiões geográficas. Assim, os períodos de estiagem e as estações chuvosas não são coincidentes em todas as bacias hidrográficas do país (ONS, 2017a).

Para aproveitar e gerenciar essa diversidade climática e hidrológica, minimizando os riscos de falhas ao atendimento da demanda, o sistema elétrico brasileiro é interligado por linhas de transmissão que permitem o intercâmbio de energia entre as diversas regiões do país, otimizando conjuntamente a operação de todos os subsistemas do SIN, com o objetivo de minimizar o custo total de produção de energia elétrica (ELETROBRAS, 2017).

Assim, as usinas hidrelétricas, localizadas em bacias em situação mais favorável (maiores volumes de chuvas, vazões afluentes e armazenamento de água nos seus reservatórios), produzem e exportam energia elétrica para aquelas que estiverem em condição de menor disponibilidade hídrica (menos chuva, afluências e níveis dos reservatórios).

Outra vantagem da interligação dos subsistemas é a operação de usinas hidrelétricas, termoeletricas e eólicas em regime de complementaridade. Como os custos de produção variam, de acordo com a fonte utilizada, tornam-se variáveis importantes avaliadas pelo ONS para definição de quais usinas devem operar e quais devem ficar de reserva, de modo a manter, permanentemente, o volume de produção próximo ao de consumo (ANEEL, 2008).

Para que o SIN funcione de maneira eficiente e otimizada, cabe ao ONS planejar, coordenar e despachar, de forma centralizada, toda a operação dos reservatórios e das usinas (hidrelétricas e de outras fontes), com o objetivo de

produzir energia elétrica ao menor custo possível e com a máxima garantia de fornecimento para o país (SOITO; FREITAS, 2011).

### ***2.2.1 Horizontes de planejamento da operação do SIN***

O planejamento da operação do SIN requer recursos computacionais, procedimentos normativos e documentação técnica que possibilitam ao ONS simular, tomar decisões e operar de maneira interligada às diferentes fontes de geração, em horizontes de planejamento em médio e curto prazo (ONS, 2017a).

O planejamento em médio prazo (quinquenal) é formalizado, no documento denominado Plano de Operação Energética (PEN), elaborado anualmente pelo ONS com o horizonte de análise de maio do ano da sua edição a dezembro do quinto ano a frente, podendo recomendar eventuais estudos de antecipação e implantação de novas obras de geração/transmissão visando garantir a segurança da operação energética do SIN.

O ciclo anual de planejamento da operação do SIN tem o objetivo de realizar o diagnóstico do desempenho do sistema, observando o atendimento dos critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede (documentos normativos elaborados pelo ONS). Os estudos são consubstanciados no documento denominado Plano de Operação Elétrica (PEL), cujo horizonte de análise é de janeiro do ano subsequente à sua edição a abril do segundo ano.

No horizonte em curto prazo (mensal), o documento intitulado Programa Mensal de Operação Energética (PMO) do SIN é elaborado pelo ONS com a participação dos agentes. Os estudos são realizados em base mensal, revisados semanalmente, a partir de atualizações das previsões de aflúncias e fornecem metas e diretrizes a serem seguidas pelos órgãos executivos da Programação Diária da Operação Eletroenergética e da Operação em Tempo Real.

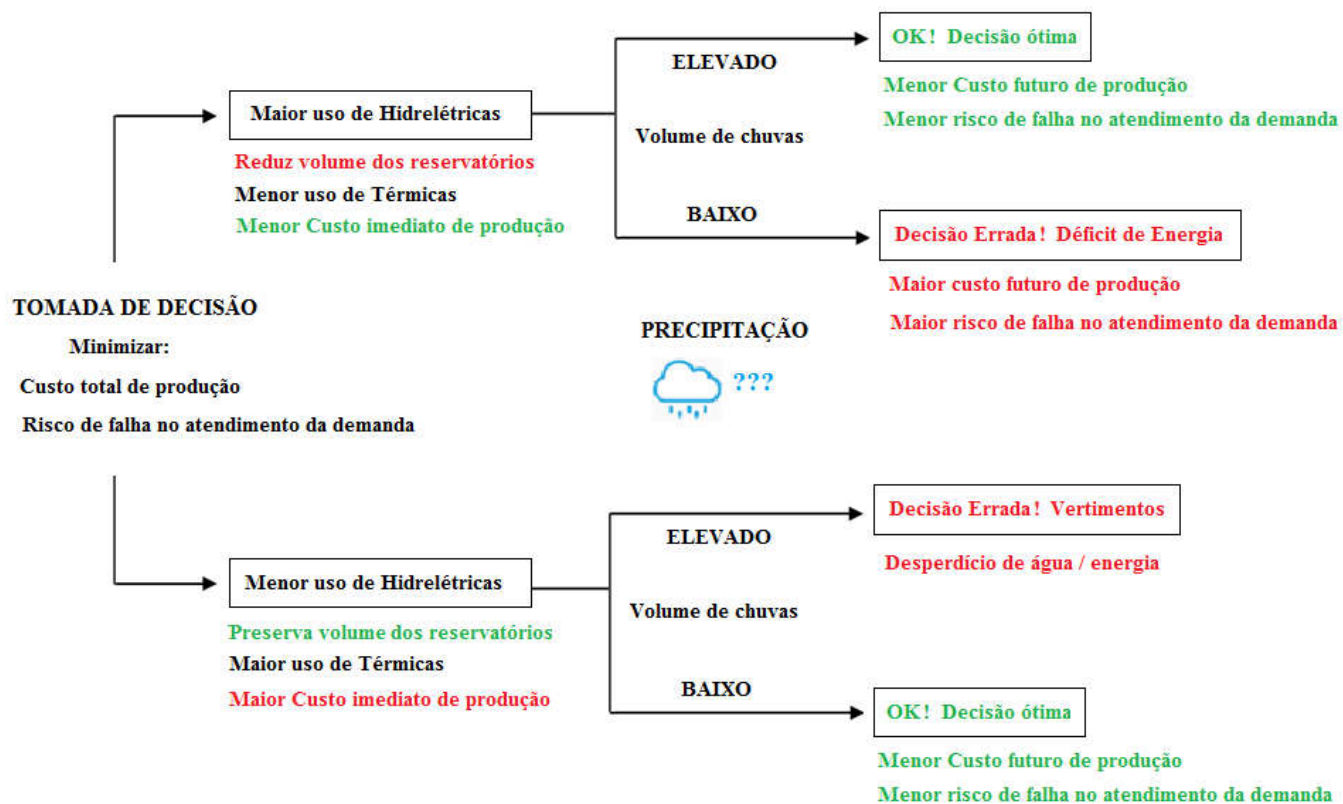
O Boletim Semanal da Operação é um documento que serve de subsídio às equipes de programação e operação em curto prazo, disponibilizando semanalmente resultados importantes da operação: produção de energia semanal por usina; demanda de energia semanal; grandezas hidroenergéticas (capacidade máxima de armazenamento, energia armazenada por subsistema, vazões afluentes e situação dos reservatórios das principais bacias).

O Boletim Diário da Operação fornece subsídios às equipes de programação e operação em tempo real, disponibilizando diariamente diversos resultados da operação: balanço de energia: diário e acumulado até o dia (total e por subsistemas); produção de energia: diária e por usina (hidrelétrica, térmica, eólica); demanda horária e diária de energia; hidrologia: acompanhamento dos armazenamentos, esquemático das usinas hidrelétricas do SIN; dados hidráulicos dos reservatórios: geral e por subsistema. Além do Boletim Diário da Operação, existe o Acompanhamento Diário da Operação Hidroenergética (OPHEN), documento emitido nos dias úteis com o objetivo de apresentar a situação hidroenergética do SIN, por subsistema elétrico e nas principais bacias hidrográficas do SIN (ONS, 2017a).

### ***2.2.2 Dilema do operador***

Sistemas hidrotérmicos com predominância de usinas hidrelétricas como o SIN podem utilizar a energia armazenada nos reservatórios para atender à demanda atual, evitando a geração dispendiosa das usinas termoelétricas. Entretanto a capacidade de armazenamento dos reservatórios associada à incerteza das vazões afluentes (que dependem do regime de chuvas) cria uma relação de dependência entre a decisão operativa de hoje e as suas consequências futuras, conforme representado na Figura 5 (OLIVEIRA, 2013).

Figura 5 – Representação do “dilema do operador” do Sistema Interligado Nacional - SIN.



Fonte: Adaptado de Oliveira (2013).



Em síntese, o risco na tomada de decisão é se no próximo verão haverá chuvas e afluições suficientes para recuperar os volumes dos principais reservatórios (aqueles de cabeceira) do SIN, ou se será necessário um maior despacho de termoeletricas, aumentando o custo de produção da energia elétrica no país. Portanto o dilema do operador (ONS) consiste no quanto usar no instante presente do volume de água armazenado nos reservatórios do SIN. Assim, têm-se duas opções de estratégia de operação e suas consequências:

- 1) Se a decisão for usar mais água dos reservatórios, diminui o custo imediato de produção de energia e:
  - 1.1) se chover o suficiente para recuperar os reservatórios = melhor decisão tomada. O custo futuro de produção também será menor. Otimizou o sistema.
  - 1.2) Se chover pouco = a decisão não foi a melhor, pois no futuro haverá déficit de água, requerendo maior despacho das usinas térmicas, o que aumentará o custo de produção de energia. Dependendo da permanência da estiagem poderá haver racionamento de energia, pois somente as termoeletricas não serão suficientes para suportar a demanda de energia do país.
- 2) Se a decisão for usar menos água dos reservatórios, é necessário maior uso das termoeletricas, que aumenta o custo imediato de produção de energia e:
  - 2.1) se chover muito = a decisão não foi a melhor, pois os reservatórios já estarão cheios e, provavelmente, haverá vertimentos, ou seja, desperdício de água e, conseqüentemente, um aumento no custo operativo.
  - 2.2) Se chover pouco = melhor decisão tomada, pois os reservatórios estarão cheios para o próximo período, sem risco de racionamento, podendo utilizar mais as usinas hidrelétricas

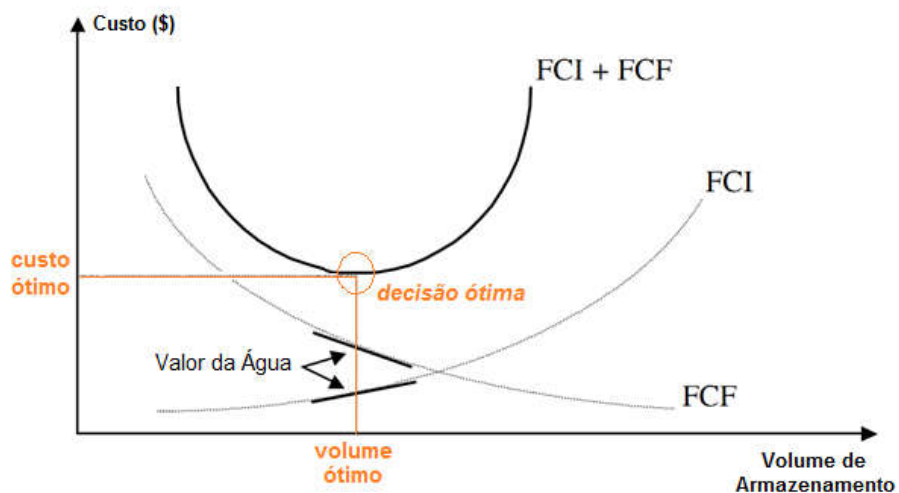
e menos as termoeletricas, resultando em um menor custo futuro de produção de energia.

Os modelos computacionais de simulação do SIN auxiliam o ONS nesta tomada de decisão, por meio de análises financeiras complexas, envolvendo várias variáveis e cenários hipotéticos (de demanda de energia; previsões de chuva e vazões afluentes; variabilidade climática e intercâmbio entre as regiões; capacidade de geração das termoeletricas), tendo como função objetivo o menor custo total de produção da energia elétrica do presente ao futuro.

### 2.2.3 Otimização dos custos de produção de energia elétrica

O dilema do operador, descrito anteriormente, pode ser representado pelas funções financeiras apresentadas na Figura 6.

Figura 6 – Curvas de custo de produção e otimização (menor custo total de geração de energia elétrica) de operação do SIN.



Notas: FCI representa a função de custo imediato e FCF a função de custo futuro.

Fonte: Adaptado de Simões e Gomes (2011).

O eixo das abscissas representa o volume de água armazenado nos reservatórios das hidrelétricas do sistema, e o eixo das ordenadas expressa os valores monetários das funções de custo.

Temos uma curva de custo imediato (FCI) de produção de energia elétrica pelo sistema, que será maior ou menor, conforme a quantidade de água armazenada nos reservatórios; e uma curva de custo futuro (FCF) que será inversamente a esta primeira e, também, dependente do volume estocado nos reservatórios. A soma destas curvas nos dá a curva de custo total, no horizonte de planejamento, a partir da qual se busca um ponto ótimo de operação para minimizar o custo de produção de energia elétrica (SIMÕES; GOMES, 2011).

Se a decisão do operador for utilizar muita água no estágio atual, obtendo baixo custo imediato, o armazenamento no final do horizonte de planejamento da operação será baixo, resultando em um custo futuro elevado pela necessidade do uso de térmicas. Caso a opção seja pelo despacho das térmicas no presente, o custo imediato será elevado, mas o uso da água será menor (maior volume de armazenamento no final do período). Assim, o custo futuro será reduzido pela possibilidade de maior uso de hidrelétricas. Portanto a função objetivo do problema a ser simulado é a minimização do custo total de produção de energia, por meio da determinação da combinação ótima de geração nas usinas hidrelétricas e térmicas, ao longo do horizonte de planejamento definido (OLIVEIRA, 2013).

A função de custo imediato (FCI) representa os custos de geração no instante atual, ou seja, no estágio imediato. O custo imediato aumenta à medida que aumenta o volume armazenado, pois quanto menor for a geração hídrica maior será o uso de térmicas. Por sua vez, a função de custo futuro (FCF) está associada ao custo de geração no futuro, que diminui à medida que aumenta o volume armazenado nos reservatórios, pois haverá mais água disponível para geração hidrelétrica.

As derivadas das curvas FCI e FCF correspondem ao valor da água ( $\text{R}\$.\text{m}^{-3}$ ). Enquanto o valor da água for menor do que o custo de produção de energia por termoeletricas, financeiramente, é mais viável o uso das usinas hidrelétricas, caso contrário a geração térmica é a melhor opção. O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Este ponto de mínimo da curva de custo total corresponde ao ponto em que as derivadas da FCI e da FCF se igualam e representa a melhor estratégia de operação do SIN (SIMÕES; GOMES, 2011).

Portanto, por meio das funções de custo imediato e de custo futuro, o despacho energético que produzirá o menor custo total é obtido ao se equilibrar as gerações hídrica e térmica (OLIVEIRA, 2013).

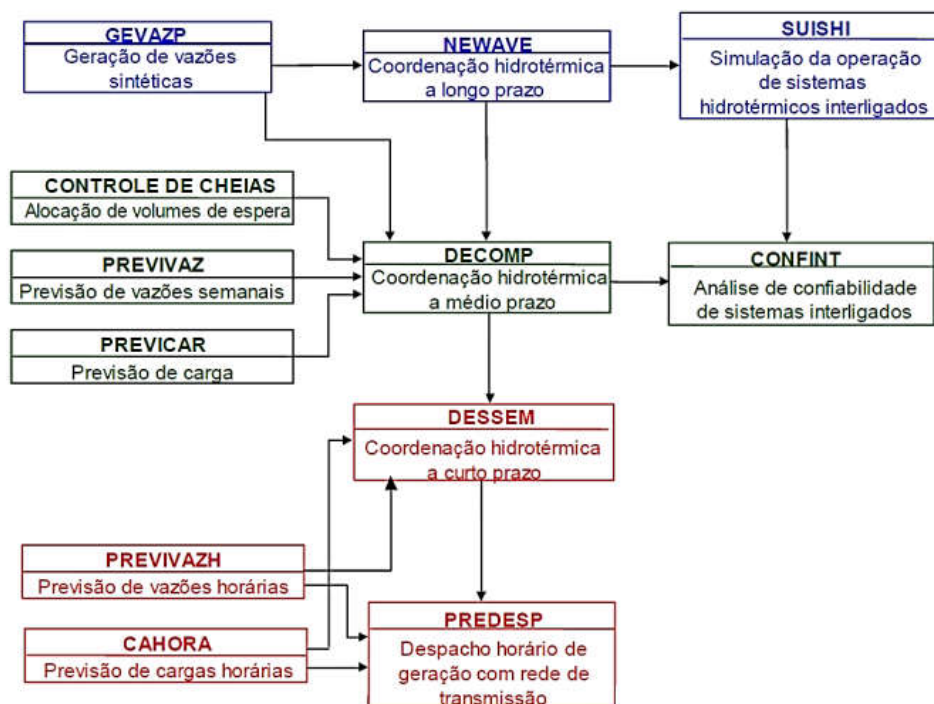
#### ***2.2.4 Modelos de simulação da operação do SIN***

A tomada de decisão sobre quando e quanto utilizar dos estoques de água armazenada nos reservatórios, para fins de geração de energia, está intrinsecamente ligada às incertezas das afluências futuras. Na prática, como a estratégia de operação deve ser calculada para todas as combinações de níveis de armazenamento e tendência hidrológica possíveis e, considerando a capacidade das outras fontes de geração (térmicas e eólicas), a solução ótima da operação do sistema é complexa e requer recursos computacionais avançados. No Brasil, a otimização da operação do SIN é realizada em etapas, adotando modelos com diferentes graus de detalhe, para representação do sistema e abrangendo períodos de estudos com horizontes distintos (ELETROBRAS, 2017).

Assim, além dos principais modelos (NEWAVE, DECOMP e DESSEM), vários outros módulos computacionais auxiliam o ONS no planejamento da operação do SIN, conforme ilustrado na Figura 7. Diversos trabalhos apresentam uma descrição e avaliação mais detalhada destes modelos

(DEUS, 2008; ELETROBRAS, 2017; FERREIRA, 2013; MARCATO, 2012; OLIVEIRA, 2013; PENNA, 2009; SILVA, 2008).

Figura 7 - Modelos computacionais para planejamento da operação do SIN.



Fonte: Adaptado de Oliveira (2013).

Em médio prazo (horizonte de 1 até 5 anos), as simulações são realizadas no intervalo mensal, utilizando o modelo NEWAVE pela agregação dos reservatórios e usinas de um mesmo subsistema em um único reservatório hipotético de energia (representação em sistemas equivalentes). Neste horizonte de planejamento, a otimização da operação do SIN apresenta um caráter bastante estocástico, uma vez que leva em conta dezenas de cenários hidrológicos de afluições, resultantes de um gerador de série de vazões sintéticas, além de probabilidades futuras do mercado de energia, considerando projeções

econômicas das diferentes classes de consumidores baseadas no PIB, nos contratos firmados e na tendência histórica do consumo (OLIVEIRA, 2013).

Para um horizonte de 2 a 12 meses, com intervalo de simulação semanal, a operação do SIN baseia-se na demanda esperada e na previsão de vazões. Além disto, consideram-se nas simulações as restrições operativas pelos usos múltiplos dos reservatórios do SIN. Neste horizonte, utiliza-se o modelo DECOMP, com a previsão de vazões feita de forma estocástica, e as usinas de geração (hidrelétricas e térmicas) representadas de forma individual.

A operação em curto prazo é realizada com a programação diária da operação das usinas a partir de previsão de vazões afluentes e cargas (demandas de energia). Para o horizonte de até uma semana, são realizadas simulações horárias pelo modelo DESSEM. As vazões afluentes são tratadas de forma determinística; as linhas de transmissão, as unidades geradoras e os principais centros de consumo são representados individualmente (SILVA, 2008).

Estes modelos encontram-se interligados pela Função de Custo Futuro - FCF, obtida do modelo computacional NEWAVE e adotada como diretriz para operação em curto prazo (diária e mensal) do SIN por meio dos modelos DECOMP e DESSEM, possibilitando que as políticas de operação neste horizonte estejam em conformidade com as estratégias de operação em médio prazo (FERREIRA, 2013; PENNA, 2009).

### **2.3 Evaporação de reservatórios**

Em síntese, conforme a fundamentação teórica e disponibilidade de dados meteorológicos, os principais métodos para estimativa de evaporação de reservatórios são classificados como métodos de transferência de massa (aerodinâmico); métodos de balanço de energia; métodos combinados; método do balanço hídrico; equações empíricas; e medidas diretas (BUENO, 2014).

Na primeira abordagem, a evaporação baseia-se no transporte de vapor de água por um processo de difusão turbulenta. Em seguida, com base no balanço de energia, a evaporação é considerada como uma das formas de consumo da radiação incidente. Penman (1948) combinou o poder evaporante do ar (temperatura, umidade, velocidade do vento) com o da radiação solar, dando origem a um dos métodos mais usados até hoje no mundo. A utilização do método do balanço hídrico, para estimativa da evaporação de reservatórios é, teoricamente, precisa, pois se fundamenta no princípio da conservação da massa. Entretanto, na prática, as dificuldades técnicas encontradas na medição precisa dos diversos componentes do balanço hídrico limitam bastante o uso deste método (MCMAHON et al., 2013a; ONS, 2004). As equações empíricas, como de Linacre (1977) e Priestley-Taylor (1972), são específicas para condições climáticas em que foram desenvolvidas. Os equipamentos de medições diretas, especialmente, os evaporímetros (como o tanque Classe A) apresentam custos operacionais, relativamente elevados e, muitas vezes, são pouco confiáveis na representação do processo natural de evaporação em uma escala maior e em condições climáticas diferentes do microclima das estações (TUCCI, 2004). Além dos instrumentos clássicos, nos últimos anos, têm sido usado sensores modernos de detecção de alta frequência (*eddy covariance*, por exemplo) para medir o fluxo de vapor d'água de uma superfície líquida para atmosfera (DIAS et al., 2002; ROSEMBERRY, 2007; TANNY et al., 2008, 2011).

Em vários trabalhos, comparam-se (do ponto de vista da aplicabilidade, limitações, desempenho, entre outros aspectos) os métodos de estimativa de evaporação, em diferentes condições climáticas, tamanho do reservatório, muitas vezes, baseados em medições em campo de dados meteorológicos ou, não raro, com variáveis como a radiação solar e temperatura da água estimada indiretamente (ABTEW, 2001; BUENO, 2014; COELHO, 2016; ELSAWWAF; WILLEMS; FEYEN, 2010; ELVIRA et al., 2012; MCMAHON et al., 2013a;

PEREIRA, 2004; ROSEMBERRY, 2007; SIVAPRAGASAM, 2009; TANNY et al., 2011; VIEIRA, 2015; WINTER; ROSEMBERRY; STURROCK, 1995).

Winter, Roseberry e Sturrock (1995) descreveram mais de 30 métodos para a determinação da evaporação. Segundo os autores, a maioria destes métodos requer equipamentos meteorológicos caros e sensíveis.

Abtew (2001), para reservatórios localizados no sul da Flórida - EUA, comparou 7 métodos de estimativa de evaporação, entre os quais: balanço hídrico; tanque Classe A; transferência de Massa; Penman e Priestley-Taylor. O autor apontou que o método de transferência de massa apresenta maiores erros na estimativa de evaporação. Os métodos de Priestley-Taylor e Penman superestimaram a evaporação em comparação com os demais métodos estudados. A estimativa pelo balanço hídrico, também, foi cerca de 10% maior do que os outros métodos, justificada pelas perdas por infiltração nos lagos.

Roseberry (2007), em um estudo de um pequeno reservatório, localizado no estado americano de New Hampshire (Nordeste dos EUA), avaliou o desempenho de 15 métodos de estimativa de evaporação, considerando como referência para comparações o método do Balanço de Energia - Razão de Bowen (BREB). Vários dos métodos avaliados tiveram erros significativos quando comparados com os valores obtidos com método BREB. Os resultados dos métodos de Penman e Priestley-Taylor foram os mais próximos dos valores determinados com o BREB.

Elsawwaf, Willems e Feyen (2010) avaliaram a sensibilidade de 12 métodos de estimativa de evaporação, usando dados coletados em uma estação climatológica flutuante, instalada no reservatório de Aswan High, Sul do Egito. Entre as principais conclusões do estudo, a análise dos índices de sensibilidade revelou que o termo da energia, no método do Balanço de Energia – Razão de Bowen (BREB), é o que mais afeta as estimativas de evaporação. O parâmetro mais sensível, para os métodos combinados (Penman e Penman-Monteith), é a



variação de calor armazenado no reservatório. Para os outros métodos, os parâmetros mais sensíveis foram radiação solar e a temperatura do ar. Os resultados indicaram que muitos parâmetros dos modelos avaliados podem ser fixados sem afetar, significativamente, as estimativas de evaporação.

McMahon et al. (2013a) apresentaram uma ampla revisão bibliográfica sobre métodos de estimativa de evaporação de reservatórios (rasos, profundos), abordando aspectos conceituais, limitações de aplicação e roteiros metodológicos, incluindo exemplos de aplicação. Entre os métodos com maior frequência de aplicação, em estudos de evaporação de reservatórios, foram destacados: método de Penman; Penman-Monteith; Priestley-Taylor; tanque Classe A; balanço hídrico; e o modelo CRLE de Morton (1986).

### ***2.3.1 Método de Penman-Monteith***

Entre os métodos derivados da equação de Penman (1948), o método de Penman-Monteith (MONTEITH, 1965) e suas várias adaptações posteriores diferencia-se por considerar na estimativa da evaporação o processo de variação do calor armazenado no reservatório. Além disto, o método de Penman-Monteith não tem como premissa que a temperatura da água é igual à do ar. Nestes tipos de modelos, a temperatura da água, quando não é monitorada, é calculada indiretamente (BUENO, 2014).

McJannet et al. (2008) desenvolveram, a partir do método combinado de Penman-Monteith, um algoritmo de cálculo para estimativa de evaporação de reservatórios, considerando variáveis como temperatura da água e profundidade média, para estimar a parcela de variação de calor armazenado no corpo d'água, adotada no termo do balanço de energia.

A temperatura superficial da água é calculada por uma equação baseada no conceito de temperatura de equilíbrio, semelhante ao realizado por de Bruin (1982), Finch (2001) e Morton (1986).

A temperatura de equilíbrio é definida como a temperatura da superfície evaporante na qual a troca líquida de calor com a atmosfera é igual a zero, ou seja, uma condição de equilíbrio (DE BRUIN, 1982). Para Reis e Dias (1998), os métodos baseados no conceito de temperatura de equilíbrio subestimam a temperatura real da superfície da água, apesar de seguir o mesmo padrão sazonal. Desta forma, os modelos baseados nesta premissa superestimam ligeiramente a evaporação de reservatórios.

No método de McJannet et al. (2008), o termo representativo do processo de transferência de massa apresenta uma função aerodinâmica determinada a partir da área do reservatório e da velocidade do vento.

O método de McJannet et al. (2008) foi testado pelos autores com dados monitorados em 7 reservatórios na Austrália (nas bacias hidrográficas dos rios Murray e Darling), resultando em erros na estimativa da evaporação média diária menores do que 10%, quando comparado com os valores medidos no tanque Classe A. Em termos de temperatura da água (média diária), o erro entre os dados medidos em campo e os valores estimados com a metodologia proposta (baseada na temperatura de equilíbrio) foram inferiores a 6%.

O método de McJannet et al. (2008) foi adotado, no estudo de evaporação de dezenas de reservatórios, em diferentes regiões do mundo (BUENO, 2014; BUENO; MELO; ALVES, 2015; GRUBERT, 2016; MCMAHON et al., 2013a; MEKONNEN; HOEKSTRA, 2011, 2012).

#### Sensibilidade do método de McJannet et al. (2008)

McJannet et al. (2008) avaliaram pela análise de sensibilidade, erros na estimativa da evaporação de reservatórios da bacia de Murray-Darling,

Austrália, variando os dados de entrada, na equação de Penman-Monteith proposta, sendo os resultados apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Sensibilidade na estimativa da evaporação pelo método de Penman-Monteith, conforme variação no dado de entrada.

Variável	Variação no dado de entrada	Variação na estimativa da evaporação
Temperatura	± 2°C	± 3%
Radiação solar	± 10%	± 6%
Velocidade do vento	± 50%	± 7%
Altitude	± 50%	± 1%
Latitude	± 2°	± 1%
Profundidade	± 50%	± 1%
Área do reservatório	± 20%	± 20%

Fonte: McMahon et al. (2013b).

Observa-se que a sensibilidade na estimativa da evaporação pelo método de Penman-Monteith, conforme McJannet et al. (2008), é maior para erros cometidos na determinação da área do reservatório. Quanto maior a área do espelho d'água menor será a função aerodinâmica e, conseqüentemente, menor será a taxa diária de evaporação. Entretanto a influência maior do erro da área do reservatório ocorre, diretamente, no erro na estimativa do volume de água evaporado, uma vez que é obtido pelo produto da área do reservatório pela altura de evaporação.

### 2.3.2 *Variação de calor armazenado no reservatório*

A importância de considerar a variação de calor armazenado no reservatório na estimativa de evaporação foi avaliado em diversos estudos, dos quais se pode concluir que a influência deste processo é variável, conforme a

sazonalidade e intensidade da radiação solar incidente; da profundidade do reservatório; do intervalo de cálculo adotado e da precisão na medição ou cálculo indireto da temperatura da água (BUENO, 2014; BUENO; MELLO; ALVES, 2015; DIAS; KAN, 2008; FINCH, 2001; GIADROSSICH et al., 2015; MCJANNET et al., 2008; MCMAHON et al., 2013b).

Para reservatórios de maior profundidade (acima de 2 metros), na escala mensal, é necessário que seja considerado o efeito da variação de armazenamento de energia térmica no corpo d'água sobre a estimativa da evaporação. Em longo prazo, a variação de calor armazenado no reservatório tende a ser próxima de zero, pois normalmente o ganho que é obtido, durante o verão, quando há um aquecimento do lago, é perdido, durante o inverno, quando há um resfriamento (DIAS; ROCHA, 1999).

Em lagos profundos, o ciclo mensal da evaporação defasa do ciclo da radiação solar incidente de alguns meses. Isto se deve à absorção (ou liberação) de energia para aquecer (ou esfriar) a água do reservatório, ou seja, à variação de calor armazenado no reservatório. Quanto mais profundo o reservatório maior a defasagem entre a estimativa mensal da evaporação e a radiação solar incidente. À medida que o reservatório é mais profundo, os valores máximos de evaporação se distanciam cada vez mais do verão, ou seja, dos meses em que a radiação solar incidente é máxima (DIAS; KAN, 2008).

Em termos práticos, a quantificação precisa da variação de calor armazenado no reservatório é considerada inviável pela enorme quantidade de tempo, dinheiro e esforço necessários, para a medição de perfis verticais de temperatura da água, com resolução espacial e temporal adequada (DIAS; KAN, 2008; DIAS; REIS, 1998; GIADROSSICH et al., 2015; MCMAHON et al., 2013a). Diante disto, alguns métodos apresentam alternativas para o cálculo indireto deste processo (MCJANNET et al., 2008; MORTON, 1986).

Giadrossich et al. (2015) compararam estimativas da evaporação do reservatório de Baratz, no mediterrâneo (Sardenha, Itália), obtidas pelos métodos de Penman (1948) e do Balanço de Energia Razão de Bowen (BREB), a partir de dados locais observados. A variação de calor armazenado no reservatório foi obtida a partir da leitura do perfil vertical da temperatura da água do reservatório. Na escala anual, a evaporação estimada pelo método de Penman, que desconsidera a variação de calor armazenado no reservatório, foi 18% maior do que o método BREB, que inclui este processo, com diferenças mensais variando entre -38% e 60%.

Bueno, Mello e Alves (2015) encontraram diferenças de até 30% nas estimativas mensais de evaporação do reservatório da UHE Camargos, Sul de Minas Gerais, obtidas pelo método de Penman-Monteith (que leva em conta a variação de calor armazenado no reservatório) e pelo método de Penman (que desconsidera este processo). Na escala anual, a diferença foi menor do que 3%. A evaporação estimada pelo método de Penman-Monteith foi maior do que os valores obtidos por Penman, no período (março a julho), em que a variação do calor armazenado no reservatório ( $G$ ) foi negativa, ou seja, o corpo d'água "cedeu" energia para atmosfera na forma de fluxos de calor latente e sensível. Por outro lado, valores positivos de  $G$  (acúmulo de calor no corpo d'água) foram estimados pelo método de Penman-Monteith, para os meses de agosto a fevereiro, resultando em um saldo menor de energia e, conseqüentemente, evaporações menores do que os valores obtidos pelo método de Penman.

### ***2.3.3 Evapotranspiração de áreas***

De forma similar, as metodologias, para cálculo de evaporação, conforme a fundamentação teórica e disponibilidade de dados meteorológicos, os principais métodos para estimativa de evapotranspiração podem ser

classificados como: balanço hídrico; método combinado (Penman, Penman-Monteith, Penman-Monteith-FAO); métodos empíricos (Priestley-Taylor, Linacre, Thornthwaite); e medidas diretas (lisímetros, balanço hídrico) e indiretas (tanque evapormétrico, evaporímetro de Piché). Muitos destes métodos possuem variações, por questões de ajustes e calibrações de parâmetros locais, elevando, ainda mais, o número de métodos disponíveis (ALLEN et al., 1998).

Segundo Carvalho et al. (2011), existem diversos métodos para a estimativa da evapotranspiração de referência, desde aqueles mais simples, com base puramente empírica, até aqueles que apresentam embasamento físico consistente sobre o fenômeno. Esta diversidade de métodos ocorre em razão da complexidade da transferência de água do sistema solo-planta para a atmosfera, dos diferentes climas presentes no mundo e da dificuldade de obtenção dos elementos meteorológicos necessários para a alimentação destes métodos. Desta forma, é necessário averiguar qual o método mais indicado, diante das condições locais, da disponibilidade de dados e da escala (espacial e temporal) requerida para os resultados esperados.

Pereira, D. R. (2009) avaliou o desempenho de 12 diferentes métodos para estimativa da evapotranspiração de referência, na escala diária, para as condições climáticas de mata atlântica, na região da Serra da Mantiqueira, MG. Verificou-se que os métodos que empregam mais de um elemento climático (temperatura do ar, radiação solar incidente, velocidade do vento, umidade relativa do ar), em sua formulação matemática, apresentaram um melhor desempenho em relação aos métodos que utilizam apenas uma única variável climática (temperatura do ar), quando comparado os resultados encontrados com o valor obtido com o método padrão de Penman-Monteith-FAO.

Carvalho et al. (2011) descreveram o desempenho dos principais métodos de estimativa de evapotranspiração, a partir da análise de resultados obtidos por vários autores em diferentes regiões geográficas.

McMahon et al. (2013a) apresentaram uma ampla revisão bibliográfica sobre métodos de estimativa de evapotranspiração de áreas (bacias hidrográficas; áreas de vegetação nativa; áreas cobertas por cultivos agrícolas), abordando aspectos conceituais, limitações de aplicação e roteiros metodológicos, incluindo exemplos de aplicação. Entre os métodos com maior frequência de aplicação, em estudos de evapotranspiração de áreas, foram destacados: método de Penman-Monteith; evapotranspiração de referência da FAO-56; equações empíricas de Priestley-Taylor e de Thornthwaite; balanço hídrico; e o modelo CRAE de Morton (1986).

#### ***2.3.4 Evaporação líquida de reservatórios***

Além da evaporação, um conceito importante para estudos de aproveitamentos hidroelétricos, inclusive, da pegada hídrica, é de evaporação líquida, que consiste na diferença entre a evaporação do reservatório e a evapotranspiração real da bacia hidrográfica no local do reservatório, antes da sua implantação (ONS, 2004).

Para obtenção da evaporação líquida, considera-se a evapotranspiração real da área alagada pelo reservatório. Assim, é necessária a adoção de um coeficiente "Ks", que representa a relação entre a evapotranspiração real ( $E_{TR}$ ) e a evapotranspiração potencial ( $E_{TP}$ ). O coeficiente Ks varia, conforme a condição de umidade do solo, sendo o valor unitário de Ks representativo da condição de igualdade entre  $E_{TR}$  e  $E_{TP}$  (BERNARDO; SOARES; MANTOVANI, 2005).

Este conceito de evaporação líquida, amplamente adotado pelo setor elétrico, está associado ao impacto incremental das usinas hidrelétricas, nas perdas de água para atmosfera, ao considerar em seu cálculo a evapotranspiração da cobertura vegetal antecedente ao enchimento do reservatório (ONS, 2004).

Matematicamente, o seu valor é obtido de forma muito simples, pela diferença entre as estimativas de evaporação do reservatório ( $E$ ) e evapotranspiração real da área inundada ( $E_{TR}$ ). Para isto, conforme será descrito a seguir, um dos métodos amplamente adotado na estimativa de evaporação de reservatórios e de evapotranspiração antecedente ao enchimento do lago consiste nos modelos CRAE (*Complementary Relationship Areal Evapotranspiration*) e CRLE (*Complementary Relationship Lake Evaporation*), propostos por Morton (1983a, 1983b) e, posteriormente, compilados pelo autor em um único programa, denominado WREVAP - *Operational Estimates of Areal Evapotranspiration and Lake Evaporation* (MORTON; RICARD; FOGARASI, 1985).

Os modelos CRAE e CRLE foram aplicados para estimativa de evaporação líquida de reservatórios de usinas hidrelétricas no mundo todo, inclusive, no Brasil (BUENO; MELLO; 2015; COELHO, 2016; DIAS; KAN, 2008; FISCHMANN, 2016; ONS, 2004; PEREIRA, 2004; REIS; DIAS, 1998; ROQUE; SANSIGOLO, 2001; VIEIRA, 2015).

Na década de noventa, os modelos ganharam popularidade no setor elétrico brasileiro e foram “padronizados” para a estimativa da evaporação líquida nos reservatórios do setor (DIAS; KAN, 2008; ONS, 2004). Os modelos são a base das rotinas de cálculo do programa computacional SisEvapo v2.0 - *Sistema para Cálculo da Evaporação Líquida para os Reservatórios do Sistema Elétrico Brasileiro*, adotado pelo ONS e por concessionárias de energia elétrica. O programa SisEvapo possibilita a aplicação dos modelos CRAE e CRLE a



partir de dados meteorológicos das estações do INMET referentes às normais climatológicas (ANDRIOLO; KAVISKI, 2005).

### **2.3.5 Modelos de relação complementar CRAE e CRLE**

Bouchet (1963) levantou a hipótese de que, em áreas relativamente extensas e homogêneas, onde há pouca transferência externa de calor e vapor d'água por advecção, observa-se uma relação cíclica entre a umidade do solo e do ar, refletindo em um padrão de regulação recíproca entre evapotranspiração real e potencial, fenômeno este denominado de "efeito oásis".

Seguindo esta hipótese, Morton (1983a) propôs o conceito de relação complementar, no qual uma diminuição do teor de água no solo proporciona um decréscimo da umidade do ar e, conseqüentemente, um aumento na evapotranspiração potencial ( $E_{TP}$ ). E, nesta condição de menor disponibilidade de água no solo, a evapotranspiração real ( $E_{TR}$ ) tende a ser cada vez menor. Por outro lado, conforme a teoria de relação complementar, em um cenário de suprimento de água para o solo sem restrição, ou seja, deixando-o completamente úmido (saturado), alcança-se a igualdade entre a  $E_{TR}$  e a  $E_{TP}$  (FISCHMANN; CHAFFE, 2016).

#### Evapotranspiração de áreas (modelo CRAE)

Para Morton (1983a), a relação complementar entre a evapotranspiração real e potencial possui um embasamento físico realístico, propondo assim dois modelos que foram o coroamento de anos de estudos de evapotranspiração de áreas e evaporação de reservatórios: os modelos CRAE - *Complementary Relationship Areal Evapotranspiration* (Morton, 1983a) e CRLE - *Complementary Relationship Areal Evapotranspiration*.

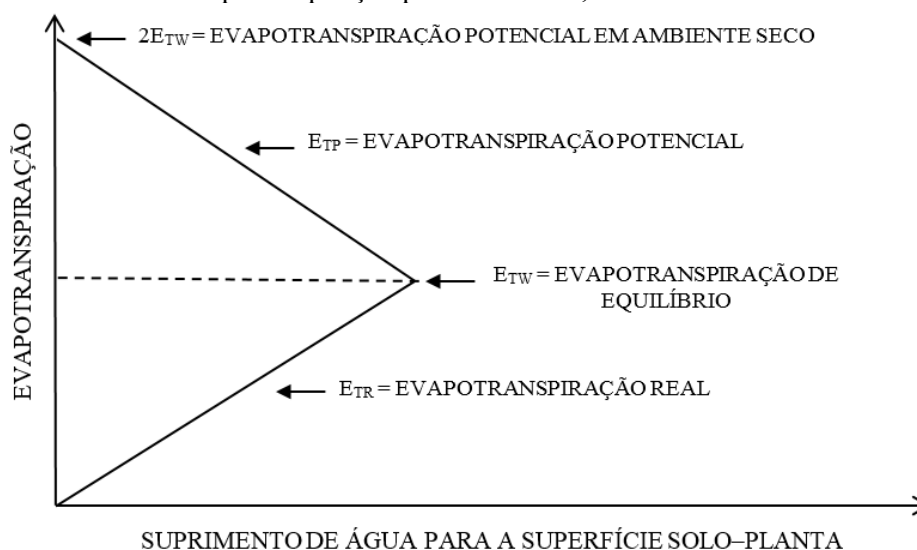
O modelo CRAE expressa a relação complementar da seguinte forma:

$$E_{TR} + E_{TP} = 2E_{TW} \quad (1)$$

Em que  $E_{TR}$  é a evapotranspiração real;  $E_{TP}$  é a evapotranspiração potencial; e  $E_{TW}$  é a evapotranspiração de equilíbrio ou em condições de superfícies úmidas, sem limitações de disponibilidade de água para o processo.

A Figura 8 ilustra uma representação esquemática desta relação complementar entre a evapotranspiração potencial ( $E_{TP}$ ) e real ( $E_{TR}$ ), para uma condição de incidência constante de radiação solar, premissa considerada no modelo CRAE (MORTON, 1983a).

Figura 8 - Representação gráfica da relação complementar entre a evapotranspiração potencial e real, adotada no modelo CRAE.



Fonte: Adaptado de Morton (1983a).

Na ordenada, é representada a evapotranspiração, enquanto na abscissa representa-se o suprimento de água para uma superfície coberta por solo-planta.

Quando não há disponibilidade de água no solo para evapotranspiração real ( $E_{TR}$ ), conseqüentemente, o seu valor tende a zero. Nestas condições, o ar é tão quente e seco que a evapotranspiração potencial ( $E_{TP}$ ) é cada vez maior, podendo alcançar a sua taxa máxima (admitida igual a  $2E_{TW}$ ). O aumento do suprimento de água para a superfície coberta por solo-planta propicia um incremento na  $E_{TR}$ , fazendo com que a camada adjacente de ar se torne mais fria e úmida, o que, por sua vez, produz uma redução simultânea na  $E_{TP}$ . Neste sentido, quando o suprimento de água aumenta, suficientemente, os valores de evapotranspiração real ( $E_{TR}$ ) e potencial ( $E_{TP}$ ) convergem para a evapotranspiração de equilíbrio ( $E_{TW}$ ). Nesta condição de superfície úmida, sem restrição do suprimento de água e com incidência constante de radiação solar, a evapotranspiração potencial ( $E_{TP}$ ) é considerada igual à metade da que ocorreria em condições totalmente áridas (MORTON, 1983b).

Portanto o conceito de relação complementar leva em conta as interações entre as superfícies evaporantes e a camada de ar que circula sobre estas superfícies, admitindo que a relação entre evapotranspiração potencial e real é inversa, ou seja, quando há diminuição na disponibilidade de água, para o processo de evapotranspiração real, o ar se torna mais seco e quente e a evapotranspiração potencial aumenta. Desta forma, o modelo CRAE, baseado neste conceito, permite que a evapotranspiração real e potencial seja estimada, a partir do comportamento e alterações quantitativas de variáveis climatológicas rotineiras (temperatura, umidade do ar e insolação), evitando assim a necessidade do conhecimento de características específicas da superfície solo-planta, nem a necessidade da calibração de parâmetros locais (ONS, 2004).

No modelo CRAE, a evapotranspiração potencial ( $E_{TP}$ ) é obtida, a partir da solução simultânea de equações de balanço de energia e transferência de massa, semelhante ao método de Penman (1948). A diferença principal é o uso, no termo aerodinâmico, de um coeficiente chamado de transferência de vapor no

lugar da velocidade do vento. A evapotranspiração em condições de superfícies úmidas ( $E_{TW}$ ) é estimada baseada na equação de Priestley-Taylor (1972). Por fim, a evapotranspiração real ( $E_{TR}$ ) é obtida da relação complementar expressa pela equação 1 (MCMAHON et al., 2013a).

A praticidade e bom ajuste do modelo CRAE foram demonstrados comparando as estimativas do modelo com evapotranspiração real resultante do balanço hídrico de 143 bacias hidrográficas localizadas em diferentes regiões (Estados Unidos, Canadá, África, Austrália e Nova Zelândia). O desvio médio na evapotranspiração anual foi de 3,4%, com máximo de 9,9% (MORTON, 1983a). McMahon et al. (2013a), baseando-se em estudos de 120 bacias nos EUA, constataram que o modelo CRAE superestimou a evapotranspiração anual em apenas 2,5% da estimativa obtida por balanço hídrico.

#### Evaporação de reservatórios (modelo CRLE)

De forma similar ao modelo CRAE, a evaporação de reservatórios é obtida pelo modelo CRLE (*Complementary Relationship Areal Evapotranspiration*), que se baseia na mesma relação de complementaridade demonstrada anteriormente. No modelo CRLE, um lago é definido como um corpo d'água tão extenso que os efeitos de borda são desprezíveis (MORTON, 1986). A evaporação é estimada por uma equação baseada na de Priestley-Taylor (1972), com parâmetros ajustados para considerar os efeitos de advecção, durante o inverno, e a temperatura da superfície da água admitida igual à temperatura de equilíbrio (DIAS; KAN, 2008).

Para estimativa da evaporação, o modelo CRLE leva em conta, no cálculo da energia disponível, a variação de calor armazenado no reservatório. Neste caso, a solução proposta por Morton (1986), para considerar este processo no balanço de energia, foi à aproximação por um modelo linear de propagação,

em um reservatório hipotético de calor, semelhante ao método de Muskingum adotado em hidrologia. Além da questão da variação de calor armazenado no reservatório, o modelo CRLE considera as diferenças de albedo e emissividade de ondas longas entre a superfície solo-planta (objeto do modelo CRAE) e o espelho d'água (DIAS; KAN, 2008).

A eficiência do modelo CRLE em estimar evaporação anual de reservatórios, a partir de dados mensais de temperatura, umidade e insolação, observada em ambientes terrestres e sem a calibração de parâmetros locais, foi testada com sucesso comparando as estimativas do modelo com evaporação resultante do balanço hídrico de 17 reservatórios situados na América do Norte (EUA e Canadá) e na África, em diferentes latitudes e altitudes e com diferentes profundidades e tamanho (espelho d'água). O desvio médio entre os resultados de evaporação anual foi de 3,9%, com o máximo de 5,6% e sem sinais de tendência (MORTON, 1983b, 1986).

Para vários autores, o modelo CRLE é de fácil aplicação, precisando somente de observações meteorológicas de rotina com boa precisão e proporciona resultados satisfatórios de evaporação mensal e anual de reservatórios (DIAS; KAN, 2008; FISCHMANN, 2016; MARCELINO, 1997; MCMAHON et al., 2013a; MORTON, 1986; REIS; DIAS, 1998).

Para Reis e Dias (1998), o modelo CRLE é um modelo bastante completo, requerendo apenas médias mensais de insolação, temperatura e umidade do ar. Entretanto as estimativas do modelo, para a temperatura da água e para variação de calor armazenado no reservatório, são imprecisas e limitam o seu desempenho para estimativas da evaporação.

Fischmann (2016) adotou o modelo CRLE pela aplicação do Programa WREVAP (MCMAHON et al., 2013b), na estimativa de evaporação de 41 reservatórios de usinas hidrelétricas, localizadas na região Sul do Brasil, ressaltando a praticidade e capacidade do modelo para tal finalidade.

Pereira, S. B. et al. (2009) estimaram a evaporação líquida no reservatório de Sobradinho – BA pelo modelo CRLE, juntamente com outros métodos e concluíram que o modelo foi o que apresentou resultados mais discrepantes em virtude da falta de sensibilidade a velocidade do vento.

De acordo com Reis, Dias e Baptista (1997), o modelo CRLE superestimou ligeiramente (em 8%) a evaporação anual de um pequeno reservatório localizado na região metropolitana de Belo Horizonte - MG, em comparação com o método de Balanço de Energia - Razão de Bowen (BREB). Da mesma forma, Dias e Kan (2008) estimaram a evaporação do reservatório Foz de Areia (no rio Iguaçu, Paraná) com o modelo CRLE e o método BREB, concluindo que as estimativas com o primeiro método foram, sistematicamente, maiores que as do segundo. Roque e Sansigolo (2001), comparando com medidas no tanque Classe A, também, observaram superestimativas da evaporação de reservatórios com o modelo CRLE.

#### Vantagens e desvantagens dos modelos CRAE e CRLE

As principais vantagens ressaltadas sobre os modelos CRAE e CRLE são: requerer poucos dados de entrada, sendo estes rotineiramente observados em estações convencionais de superfície; a possibilidade de aplicá-los em diferentes regiões sem a necessidade de calibração de parâmetros locais; no caso do modelo CRLE, possibilitar estimativas razoáveis de evaporação mensal para reservatórios de qualquer tamanho ou profundidade (MORTON, 1983a, 1986; PEREIRA, 2004). Os modelos baseados no conceito da relação complementar possuem algumas limitações e ressalvas quanto ao seu uso: requerem dados precisos de temperatura e umidade relativa do ar e representativos da área de estudo; não podem ser utilizados em pequenos intervalos de tempo, por causa da variação no armazenamento subsuperficial de energia; não podem ser

empregados em ambientes frios descontínuos, como em altas latitudes e nas extremidades de oásis, em decorrência da advecção do calor e vapor de água do entorno; não permitem considerar os efeitos da velocidade do vento na evaporação em reservatórios; e não podem ser utilizados para análise do impacto de mudanças antrópicas, pois sua formulação não requer dados específicos do solo e da vegetação (MORTON, 1983a; PEREIRA, 2004).

### **2.3.6 Programa computacional WREVAP**

McMahon et al. (2013c) disponibilizaram o Programa WREVAP – *Operational Estimates of Areal Evapotranspiration and Lake Evaporation* de Morton, Ricard e Fogarasi (1985), na forma de algoritmo de cálculo escrito em linguagem FORTRAN 90, baseado nas premissas, parâmetros e equações originais dos modelos CRAE e CRLE e como arquivo executável. O Programa WREVAP, conforme a concepção dos modelos CRAE e CRLE, requer relativamente poucos dados de entrada (meteorológicos e do reservatório em estudo), sendo de fácil aplicação, possibilitando o cálculo de séries históricas de evaporação de reservatórios e evapotranspiração da área inundada pelos mesmos. As estimativas com o módulo CRLE do Programa WREVAP são mais sensíveis ao número de horas de insolação e insensíveis aos dados de entrada de temperatura e umidade relativa do ar. No entanto a aplicação do módulo CRAE do Programa WREVAP requer informações mais precisas de temperatura e umidade relativa do ar para estimar a evapotranspiração real (MCMAHON et al., 2013b; MORTON, 1983a, 1986). Para Fischmann (2016), as saídas do modelo CRLE são insensíveis a variações na latitude, inferiores a 1°: mudanças na altitude menores do que 200 m.; variações na profundidade média menores do que 5%; e diferenças na salinidade inferiores a 5000 ppm, podendo seu valor ser arbitrado em aplicações em lagos de água doce.

## 2.4 Pegada hídrica

No início deste século, foi introduzido o conceito de pegada hídrica, definido como o volume total de água consumido, direta ou indiretamente, durante a produção de bens e serviços. O termo foi escolhido em analogia à pegada ecológica (HOEKSTRA et al., 2011).

A avaliação da pegada hídrica é um processo analítico capaz de quantificar o consumo total de água ao longo de uma cadeia produtiva. Assim, quanto maior a pegada hídrica menor é a eficiência do uso dos recursos hídricos, para uma mesma finalidade (BUENO; MELLO; ALVES, 2016). Neste caso, consumo refere-se à apropriação dos recursos hídricos, para uma finalidade específica, no mesmo local e instante de tempo definidos para a quantificação da pegada hídrica. Portanto o objetivo é que este indicador mensure o consumo de água para um propósito específico e que, conseqüentemente, não estará mais disponível no mesmo local e tempo para outra finalidade (HOEKSTRA, 2017).

A pegada hídrica pode ser estimada individualmente por pessoa, por produtos, por uma planta industrial, país, região geográfica ou bacia hidrográfica e em intervalos de cálculo mensais ou anuais (HOEKSTRA, 2011). A pegada hídrica pode ser avaliada em diferentes níveis de resolução espaço-temporal, conforme resumido na Tabela 5. No nível mais baixo de detalhe (A), a pegada hídrica é avaliada com base em dados globais disponíveis. Este nível de detalhe é suficiente e adequado para fins de sensibilização. No nível B, a pegada hídrica é avaliada com base na média nacional ou regional ou em dados de bacias hidrográficas específicas, obtidos de dados georeferenciados disponíveis. Esse nível utiliza dados médios de vários anos e é adequado, para fornecer uma base para identificar em que áreas críticas em bacias hidrográficas podem ser esperadas, em termos de pegada hídrica e na tomada de decisões relativas à alocação da água.



Tabela 5 - Resolução espaço-temporal na contabilização da pegada hídrica.

	<b>Resolução espacial</b>	<b>Resolução temporal</b>	<b>Fontes de dados</b>	<b>Uso típico das contabilizações</b>
<i>Nível A</i>	Média Global	Anual	Literatura e banco de dados disponíveis sobre o consumo e poluição de água típicos, por produto ou processo.	Ações de conscientização, identificação preliminar dos componentes que mais contribuem para a pegada hídrica total; desenvolvimento de projeções globais do consumo da água.
<i>Nível B</i>	Nacional, regional ou de bacia	Anual ou Mensal	Como no caso acima, mas o uso de dados específicos nacionais, regionais ou de bacias.	Identificação preliminar da dispersão e variabilidade espaciais; base de conhecimento para identificação de áreas críticas e decisões sobre alocação de água.
<i>Nível C</i>	Pequena bacia	Mensal Ou Diária	Dados empíricos ou (se não forem diretamente mensuráveis) melhores estimativas do consumo e poluição da água, especificados por local e durante o ano.	Base de conhecimento para a realização de uma avaliação de sustentabilidade de uma pegada hídrica; formulação de uma estratégia para reduzir a pegada hídrica e os impactos locais associados.

**Fonte:** Adaptado de Hoekstra et al. (2011).

No nível C, as estimativas de pegada hídrica são geográfica e temporalmente explícitas, baseadas em informações precisas e detalhadas sobre o consumo e poluição de água, preferencialmente com dados de campo. A resolução espacial mínima é de pequenas bacias. Neste nível, encontram-se cálculos que mapeiam a pegada hídrica específica por empreendimento usuário dos recursos hídricos. A resolução temporal mínima é um mês e análises de variações intra-anual (entre os meses de um ano) devem fazer parte da avaliação. Este alto nível de detalhe espaço-temporal é adequado para a formulação de estratégias locais específicas de redução da pegada hídrica.

#### ***2.4.1 Classificação da pegada hídrica***

Hoekstra et al. (2011) classificam a pegada hídrica da seguinte maneira, conforme a etapa do ciclo hidrológico no qual ocorre o uso da água:

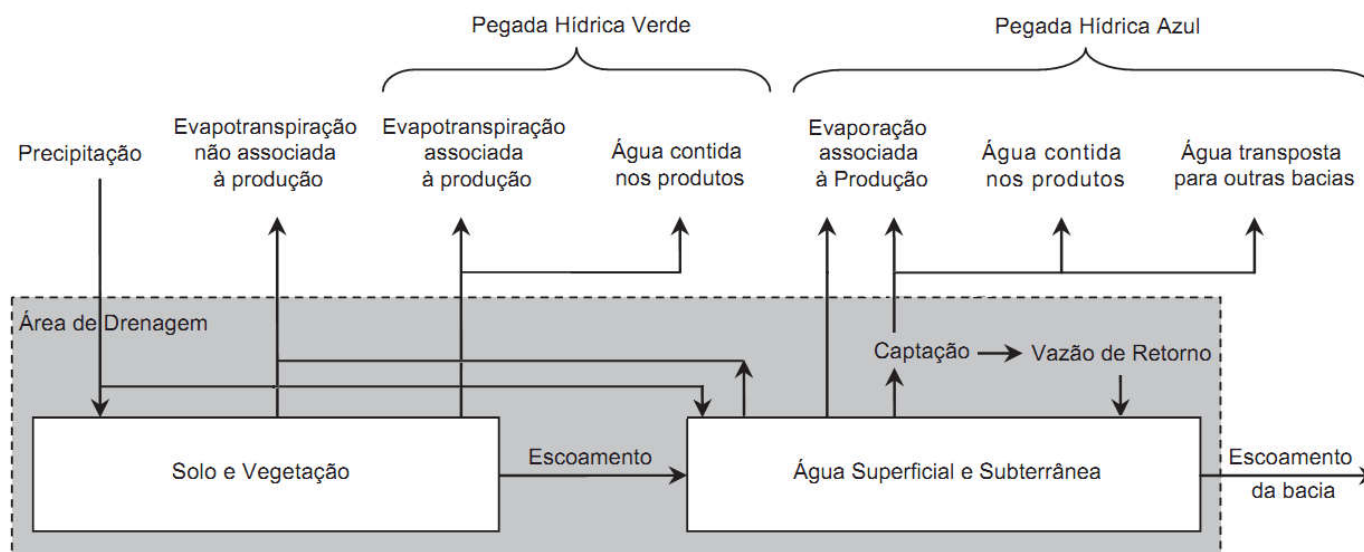
- Pegada hídrica verde = refere-se ao consumo da água de chuva, na forma de evapotranspiração, resultado, em sua maior parte, do cultivo agrícola ou da produção florestal. Está associada ao uso da água proveniente da precipitação que não escoia superficialmente ou não infiltra até a zona de recarga das reservas subterrâneas. Portanto consiste na água que fica armazenada na zona radicular do solo ou permanece temporariamente na superfície e evapotranspira. Além disto, a água incorporada nos produtos agrícolas e florestais também é contabilizada nesta categoria.
- Pegada hídrica azul = refere-se ao uso consuntivo de água doce (mananciais subterrâneos ou superficiais, incluindo reservatórios). Neste caso, o consumo diz respeito à água incorporada nos produtos, perdida por evaporação, e o volume captado que não retorna para a mesma unidade espacial de abrangência e no mesmo

intervalo temporal considerado no estudo. Em geral, está associado à captação de água para uso na agricultura irrigada, abastecimento doméstico e indústrias. Inclui, também, para fins de geração hidrelétrica, via evaporação dos reservatórios.

- Pegada hídrica cinza = indica o grau de poluição de água doce associada ao processo de produção. É definida como o volume de água necessário para diluir a carga de poluentes lançada, a partir de concentrações naturais e de padrões de qualidade da água exigidos para os corpos receptores. A pegada hídrica cinza reflete os efeitos de uma determinada atividade sobre a disponibilidade de água, em uma dada região, por comprometimento da manutenção ou melhoria de sua qualidade, semelhante ao conceito de vazão de diluição.

A Figura 9 ilustra o uso dos recursos hídricos, a pegada hídrica e sua relação com o ciclo hidrológico em uma bacia hidrográfica. Segundo Hoekstra et al. (2011), uma parte do volume anual precipitado deixará a bacia pela evapotranspiração e outra parte pelo escoamento. Tanto o fluxo evaporativo como o escoamento podem ser apropriados pelo homem. A pegada hídrica verde se refere ao uso humano do fluxo que se evapora da superfície terrestre, por meio do cultivo agrícola ou da produção florestal. A pegada hídrica azul se refere ao uso consuntivo do fluxo de escoamento, isto é, a captação do escoamento (superficial ou subterrâneo), à medida que esta captação não retorna à bacia (vazão de retorno). Soma-se à parcela da pegada hídrica azul a evaporação dos reservatórios construídos, para fins de uma determinada produção (geração hidrelétrica, por exemplo), enquanto a evaporação de lagos naturais (sem associação a uma atividade humana) não entra no cálculo da pegada hídrica.

Figura 9 - Pegada hídrica azul e verde em relação ao ciclo hidrológico de uma bacia hidrográfica.



Fonte: Adaptado de Hoekstra et al. (2011).

### ***2.4.2 Sustentabilidade da pegada hídrica***

Além da quantificação, Hoekstra et al. (2011) recomendam que seja feita a avaliação da sustentabilidade da pegada hídrica. Para se ter uma ideia do que significa o tamanho da pegada hídrica, é necessário compará-la com os recursos hídricos disponíveis. Essencialmente, a avaliação da sustentabilidade da pegada hídrica visa compará-la com o que uma bacia hidrográfica pode suportar de modo sustentável.

A pegada hídrica dentro de uma determinada região geográfica é sustentável? A resposta será negativa quando, por exemplo, as demandas ambientais (vazões mínimas ou ecológicas) ou os padrões de qualidade da água estiverem comprometidos, ou quando a alocação da água dentro de uma bacia for considerada ineficiente.

Para a avaliação da sustentabilidade da pegada hídrica, recomenda-se a utilização de uma perspectiva geográfica, preferencialmente uma área de drenagem (sub-bacia) ou toda uma bacia hidrográfica, pois esta é a unidade espacial que permite a comparação da pegada hídrica com a disponibilidade de água, bem como os potenciais conflitos. Para isso, é necessária a identificação de pontos críticos, ou seja, encontrar locais onde a pegada hídrica seja insustentável, durante períodos específicos do ano (estiagens, por exemplo), por meio da comparação entre a pegada hídrica (azul e verde) e a disponibilidade hídrica e, também, pela comparação da pegada hídrica cinza com a capacidade disponível de assimilação de poluentes. Quanto mais detalhado o nível de resolução espacial e temporal usado, na avaliação da pegada hídrica, maior a possibilidade de identificar pontos críticos, em que ocorrem problemas de escassez de água, poluição ou conflitos pelo uso da água, correspondendo a locais e períodos do ano em que as pegadas hídricas não são sustentáveis e precisam ser reduzidas (HOEKSTRA et al., 2011).

### 2.4.3 Pegada hídrica de geração de energia elétrica

As pesquisas sobre pegada hídrica de produção de energia elétrica iniciaram com Gerbens-Leenes, Hoekstra e Meer (2009), cujos resultados são apresentados na Tabela 6. Atualmente, existem diversos estudos sobre a pegada hídrica de diferentes fontes de energia fósseis e renováveis (HOEKSTRA, 2017; MEKONNEN; GERBENS-LEENES; HOEKSTRA, 2015, 2016; WILSON; LEIPZIG; GRIFFITHS-SATTENSPIEL, 2012).

Tabela 6 - Pegada hídrica de fontes primárias de energia elétrica.

	<b>Fontes Primárias de Energia Elétrica</b>	<b>Pegada Hídrica Média Global (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>
Não renovável	Nuclear	0,09
	Gás natural	0,11
	Carvão mineral	0,16
	Derivados de petróleo	1,06
Renovável	Energia eólica	0,001
	Energia solar	0,27
	Energia hídrica	22,3
	Energia da biomassa	71,5

**Fonte:** Gerbens-Leenes, Hoekstra e Meer (2009).

As usinas hidrelétricas são caracterizadas por terem uma pegada hídrica elevada, em relação a outras fontes de geração de energia elétrica, exceto para a geração a partir de biomassa. Entretanto são várias as críticas à adoção de forma generalizada de um valor médio global para este indicador, seja por questões metodológicas ou pelas especificidades climáticas, hidrológicas, construtivas e tecnológicas de cada usina e sua localização (ARNOY, 2012; BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; HERATH et al., 2011).

A pegada hídrica de energia fotovoltaica e eólica é de uma a duas ordens de grandeza menor do que para combustíveis fósseis, enquanto a pegada hídrica de bioenergia e hidroeletricidade é de duas a três ordens de grandeza maiores do que para combustíveis fósseis e nucleares (HOEKSTRA, 2017).

A pegada hídrica (direta) de usinas termoelétricas é a água nova usada para refrigeração, o que é muito baixa pelo elevado percentual de recirculação e reaproveitamento de água nos processos em circuito fechado. A pegada hídrica (indireta) das termoelétricas à biomassa caracteriza-se por grande consumo de água, associada à produção de matéria-prima (MEKONNEN; GERBENS-LEENES; HOEKSTRA, 2016). Para as usinas à biomassa, a pegada hídrica depende do tipo de cultivo, do sistema de produção agrícola e do clima, sendo maior conforme a evapotranspiração da cultura usada como combustível, o que requer um maior consumo de água, seja proveniente da chuva (pegada hídrica verde) ou por irrigação (pegada hídrica azul).

Wilson, Leipzig e Griffiths-Sattenspiel (2012) estimaram a pegada hídrica da geração de energia elétrica nos Estados Unidos, de acordo com diferentes fontes de produção, concluindo que a pegada hídrica da geração hidrelétrica é significativamente superior às demais fontes renováveis e não renováveis. Neste caso, considerou-se a componente cinza, na avaliação da pegada hídrica das diferentes fontes de geração de energia elétrica, justificando que a água armazenada em reservatórios, assim como a utilizada para resfriamento nas usinas termoelétricas, é afetada pela elevação da temperatura, reduzindo sua qualidade e proporcionando perdas de biodiversidade aquática.

Mekonnen, Gerbens-Leenes e Hoekstra (2015) avaliaram a pegada hídrica da produção de eletricidade, por região do mundo, para diferentes fontes de geração, considerando, além da construção e operação das usinas, a etapa de extração ou produção de matéria-prima (por exemplo, urânio, carvão mineral, biomassa) necessária para a geração.

#### ***2.4.4 Pegada hídrica de usinas hidrelétricas***

Nos últimos anos, a pegada hídrica da hidroeletricidade tornou-se maior objeto de discussão, provocada pelo questionamento se as usinas hidrelétricas caracterizam-se apenas como usuários instalados na calha dos rios ou se consomem água, ou seja, se devem ser consideradas como uso não consuntivo ou consuntivo dos recursos hídricos (MEKONNEN; HOEKSTRA, 2011).

A pegada hídrica das usinas hidrelétricas (UHEs) é classificada na categoria de pegada hídrica azul. Trata-se de um indicador calculado pela relação entre o consumo de água pelas usinas e a energia produzida, geralmente expresso em  $\text{m}^3 \cdot \text{GJ}^{-1}$ . A pegada hídrica das UHEs depende de vários fatores, que influenciam na geração ou na evaporação dos reservatórios, fazendo com que ela seja específica para cada aproveitamento:

- potência instalada;
- eficiência das turbinas;
- demanda por energia elétrica;
- diretrizes operativas estabelecidas pelo ONS;
- topografia (altura de queda);
- aspectos hidrológicos (regime de chuvas, vazão natural dos rios);
- tamanho do reservatório (superfície evaporante);
- condições climáticas (temperatura do ar, radiação solar).

A pegada hídrica de UHEs apresenta uma relação diretamente proporcional à evaporação, ou seja, quanto maior este processo maior a pegada hídrica. Portanto depende da área do reservatório e de condições climáticas (sobretudo da radiação solar) que influenciam diretamente na evaporação.

Por outro lado, a pegada hídrica apresenta uma relação inversamente proporcional à geração de energia pelas usinas hidrelétricas, ou seja, quanto



menor a energia gerada maior a pegada hídrica. Neste sentido, a pegada hídrica depende da potência instalada e da eficiência das unidades geradoras, bem como das diretrizes operativas estabelecidas pelo ONS e adotadas pelos agentes de geração. Além disto, um aspecto importante é a condição topográfica do local do barramento, influenciando, por exemplo, com alturas de quedas acentuadas que maximizam a geração, reduzindo a necessidade de reservatórios com extensos espelhos d'água. Assim, neste cenário, a pegada hídrica será menor. O regime pluviométrico também influencia na pegada hídrica, uma vez que mais chuvas, nas bacias dos aproveitamentos hidrelétricos, proporcionam maiores vazões afluentes e garantia dos níveis ideais de operação dos reservatórios, ou seja, maior geração e, conseqüentemente, menor pegada hídrica. Da mesma forma, o porte do curso d'água em que está instalado o aproveitamento hidrelétrico também influencia na pegada hídrica, sendo que maiores vazões naturais possibilitam uma maior geração de energia, sem a necessidade de grandes reservatórios para regularização, resultando em menores taxas de evaporação e, como consequência, menor pegada hídrica (BUENO; MELLO, 2015).

Segundo Soito e Freitas (2011), visando a um menor impacto socioambiental, observa-se, nos últimos anos, uma tendência para a construção de usinas hidrelétricas a fio d'água, ou seja, sem a necessidade de grandes áreas inundadas, resultando em valores de densidades de potência (ha inundado por MW instalado) muito menores em comparação com os aproveitamentos construídos em décadas anteriores. As usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira, entre outras na região Norte do país, são exemplos de usinas a fio d'água, sem reservatórios de regularização, que adotam turbinas do tipo bulbo, usadas em rios de baixa queda (pequenos desníveis) e grande volume de água (altas vazões).

Para Mekonnen e Hoekstra (2011), a relação da área inundada pela potência instalada das usinas hidrelétricas ( $\text{ha.MW}^{-1}$ ) apresenta uma forte

correlação linear e crescente com a pegada hídrica. O tamanho da superfície do reservatório, em relação à capacidade instalada do aproveitamento hidrelétrico, tem um impacto muito maior sobre a pegada hídrica do que a condição climática. Em geral, as usinas que inundam uma grande área por unidade de capacidade instalada apresentam uma maior pegada hídrica do que aquelas que alagam uma pequena área por unidade de capacidade instalada (BAKKEN; KILLINGTVEIT; ALFREDSSEN, 2017; BUENO; MELLO, 2015; COELHO et al., 2017; FISCHMANN, 2016; MEKONNEN; HOEKSTRA, 2012).

#### ***2.4.5 Aspectos metodológicos da pegada hídrica de usinas hidrelétricas***

Para Bakken, Killingtveit e Alfredsen (2017), a ampla gama de estimativas de pegada hídrica de hidrelétricas é explicada pelas particularidades locais e dos projetos de cada aproveitamento, mas também por inconsistências metodológicas, sugerindo as seguintes diretrizes a serem observadas, para estabelecer uma metodologia mais embasada e aceita:

- O consenso científico sobre o uso de evaporação bruta ou líquida para o cálculo da pegada hídrica deve ser alcançado.
- Devem ser levados em conta os efeitos da regularização de vazões, em especial, o benefício para geração de energia em usinas a jusante.
- Devem-se testar metodologias que considerem o uso múltiplo dos reservatórios, de uma forma que o rateio das perdas por evaporação seja feito entre os usuários identificados neles.

Diversos trabalhos discutem a importância de aspectos relevantes que não são considerados na metodologia padrão indicada por Hoekstra et al. (2011) para o cálculo da pegada hídrica de usinas hidrelétricas (ARNOY, 2002; BAKKEN; KILLINGTVEIT; ALFREDSSEN, 2017; BUENO; MELLO, 2015;

GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; HOGEBROOM; KNOOK; HOEKSTRA, 2018; PASQUALLETI; KELLEY, 2008; SCHERER; PFISTER, 2016; STRACHAN et al., 2016; WILSON; LEIPZIG; GRIFFITHS-SATTENSPIEL, 2012; ZHAO; LIU, 2015). A seguir, são discutidos os principais aspectos metodológicos que influenciam no cálculo da pegada hídrica e que, muitas vezes, não são um consenso entre os pesquisadores do tema.

#### Resolução temporal e espacial

Berger e Finkbeiner (2010) ressaltam que metodologias mais detalhadas, para a estimativa da pegada hídrica de usinas hidrelétricas, requerem dados de alta resolução (temporal e espacial) e que a escolha do método a ser adotado deve considerar os objetivos, precisão e finalidade do estudo a ser desenvolvido.

Bakken et al. (2013) apontam que a resolução temporal adotada pode afetar significativamente as estimativas de pegada hídrica de usinas hidrelétricas. A utilização de estimativas anuais tende a amortecer as variações mensais observadas na produção de energia e na evaporação de um determinado reservatório e, conseqüentemente, na estimativa da pegada hídrica. Esta questão foi evidenciada por Bueno (2014), Bueno, Mello e Alves (2016), Scherer e Pfister (2016) e Yesuf (2012 apud BAKKEN et al., 2013) cujas pegadas hídricas obtidas, para os aproveitamentos estudados, apresentaram grande variabilidade intra-anual.

#### Água “consumida”

O volume de água consumido usado no cálculo da pegada hídrica de usinas hidrelétricas é estimado apenas, a partir da evaporação dos reservatórios, ou seja, desconsidera-se a água utilizada, para construção e operação dos aproveitamentos hidrelétricos (por exemplo, para extração e produção de

materiais envolvidos na construção; ou para resfriamento de equipamentos, lavagem de máquinas e uso dos funcionários na operação da usina), admitindo que estes sejam insignificantes em relação ao volume evaporado pelo reservatório (BUENO, 2014; COELHO et al., 2017; FERREIRA, 2014; FISCHMANN, 2016; HOGEBOOM; KNOOK; HOEKSTRA, 2018; MEKONNEN; GERBENS-LEENES; HOEKSTRA, 2015; MEKONNEN; HOEKSTRA, 2012; WILSON; LEIPZIG; GRIFFITHS-SATTENSPIEL, 2012).

Além disto, em geral, a água infiltrada sob o reservatório não é incluída no cálculo da pegada hídrica pela complexidade de quantificação deste processo e do conhecimento da hidrogeologia local. Para Gleick (1994), esta parcela possui grande probabilidade de permanecer dentro da mesma bacia hidrográfica, recarregando as reservas subterrâneas e podendo tornar-se novamente disponível superficialmente, não sendo, portanto considerada como um consumo no cálculo da pegada hídrica.

#### Evaporação bruta ou líquida

Em geral, a pegada hídrica de usinas hidrelétricas é estimada, a partir da evaporação direta do reservatório, denominada de “PH Bruta”, sendo esta a metodologia padrão estabelecida por Hoekstra et al. (2011) e mais utilizada mundialmente. Este indicador também pode ser estimado, a partir da evaporação líquida do reservatório, ou seja, descontando o que já seria perdido por evapotranspiração da área inundada, sendo nomeada de “PH Líquida”.

O método da PH Bruta é considerado simplista e tendencioso, por não considerar a perda de água por evapotranspiração que já ocorreria na ausência do reservatório (BAKKER et al., 2013, 2015; BUENO; MELLO, 2015; HERATH et al., 2011; SCHERER; PFISTER, 2016).

Para alguns autores, a metodologia da PH Líquida apresenta-se como mais coerente, pois permite avaliar as consequências na disponibilidade hídrica da bacia hidrográfica, das mudanças na cobertura e uso do solo, criadas pela construção da hidrelétrica, uma vez que o reservatório formado implica a substituição da vegetação por um espelho d'água, ou seja, o processo de evapotranspiração é substituído por evaporação (BAKKER et al., 2015; COELHO, 2016; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; LIU et al., 2015; STRACHAN et al., 2016).

Mekonnen e Hoekstra (2011) discordam da adoção da evaporação líquida para o cálculo da pegada hídrica, uma vez que este indicador, conceitualmente, não está associado a uma condição prévia, mas, sim, à contabilização do volume de água efetivamente consumido para uma finalidade específica. A pegada hídrica de usinas hidrelétricas não se refere à evaporação adicional, comparada a uma situação de referência. O conceito de evaporação líquida não condiz com a definição original de pegada hídrica, como um indicador da apropriação de água doce, que exige que os totais consumidos sejam computados. A pegada hídrica não se destina a demonstrar alterações na hidrologia da bacia, mas, sim, quantificar o volume de água apropriado para um determinado uso e, portanto indisponível para outra finalidade.

Para Hoekstra (2017), a adoção da evaporação líquida implica um erro conceitual de pegada hídrica, pois, apesar da análise ser no mesmo local, não é no mesmo instante de tempo. Além disto, as perdas antecedentes por evapotranspiração estariam associadas a outros usos (agricultura, por exemplo) ou à vegetação nativa. O objetivo da pegada hídrica é medir o consumo dos recursos hídricos para um propósito específico e que, conseqüentemente, não estará mais disponível no mesmo local e instante de tempo para outro fim.

Para Hogeboom, Knook e Hoekstra (2018), ambas as abordagens têm seu mérito, conforme a intenção de aplicação dos métodos em questão. A PH

Líquida é adequada para analisar as mudanças na hidrologia, em uma escala de bacia hidrográfica, enquanto a PH Bruta é mais recomendada para as avaliações da pegada hídrica cujo objetivo é mostrar o volume total de água apropriado para determinada finalidade e que, portanto fica indisponível para outro fim.

A questão da evaporação líquida e pegada hídrica associada aos aproveitamentos hidrelétricos caracterizados por reservatórios que apresentam área inundada relativamente pequena, em relação ao espelho d'água natural do rio, onde foi implantado o barramento, merece uma discussão mais aprofundada. Seriam os casos de usinas a fio d'água implantadas em rios de maior porte, em termos de espelho d'água, que já estariam evaporando volumes significativos (por exemplo, as hidrelétricas da região Norte do país: Jirau e Santo Antônio no rio Madeira, ou Belo Monte no rio Xingu). Nestas condições, seria o caso de adotar apenas a área incremental alagada? Mas e o aspecto temporal (mesmo instante de tempo) admitido na definição de pegada hídrica, como ficaria?

#### Reservatório de usos múltiplos

Para vários pesquisadores, a metodologia de cálculo da pegada hídrica deve considerar, quando pertinente, os usos múltiplos dos reservatórios, considerando critérios quantitativos (vazões ou volumes de retirada) ou baseados no valor econômico da água (BAKKEN et al., 2016; GRUBERT, 2016; HOGEBOM; KNOOK; HOEKSTRA, 2018; PASQUALLETI; KELLEY, 2008; SCHERER; PFISTER, 2016; WILSON; LEIPZIG; GRIFFITHS-SATTENSPIEL, 2012; ZHAO; LIU, 2015).

Segundo Bakken, Killingtveit e Alfredsen (2017), ainda não existe, cientificamente, uma metodologia definida e aceita consensualmente para alocar as perdas de água por evaporação de reservatórios de usos múltiplos entre todos os usuários beneficiados pela criação do lago.

As perdas por evaporação devem ser ponderadas entre os diferentes usos consuntivos e não apenas vinculada à produção de energia, uma vez que o reservatório aumenta a disponibilidade hídrica no entorno da área inundada e este benefício para outros usuários, de alguma forma, deve ser considerado na estimativa da pegada hídrica (BUENO; MELLO, 2015).

Para Zhao e Liu (2015), no caso de reservatório de usos múltiplos, o cálculo da pegada hídrica deve levar em conta uma ponderação entre os benefícios econômicos decorrentes também dos usos não consuntivos dos recursos hídricos e não apenas dos usos consuntivos. Assim, estimaram o valor econômico para os usos múltiplos do reservatório da usina hidrelétrica de Três Gargantas, na China, baseado nos valores de mercado (para fins de geração de energia, captação de água, navegação e aquicultura) e nos custos de danos evitados (no caso de controle de cheias).

Bakken et al. (2016) avaliaram quatro métodos diferentes de alocação dos recursos hídricos de reservatórios de usos múltiplos, todos atendendo de três a cinco finalidades e concluíram que a alocação, com base na proporção entre os volumes de água retirados por cada uso, era a abordagem mais viável e robusta. A alocação econômica mostrou-se sensível à escolha do método de valoração econômica da água, no entanto é a opção metodológica que possibilita a inclusão dos usos não consuntivos (controle de cheias, recreação, navegação, pesca, piscicultura) na partição dos reservatórios e na estimativa ponderada da pegada hídrica.

#### Regularização de vazões e usinas em cascata

Um desafio metodológico difícil que parece ser negligenciado e pouco discutido, em estudos sobre pegada hídrica da produção hidrelétrica, é como os limites espaciais são definidos na análise. A maioria dos estudos definem o

limite espacial como sendo apenas a usina e o reservatório mais próximo. No entanto as usinas hidrelétricas são, muitas vezes, desenvolvidas em cascata, cujos aproveitamentos a jusante, geralmente a fio d'água, beneficiam-se de uma regulação a montante. Assim, os limites espaciais devem ser mais amplos e, possivelmente, englobando toda a bacia hidrográfica (BAKKEN; KILLINGTVEIT; ALFREDSEN, 2017).

Entende-se, portanto que a estimativa da pegada hídrica deve levar em conta o efeito de regularização de vazão proporcionado pelos reservatórios em uma situação de usinas hidrelétricas em cascata (BAKKEN et al., 2013, 2015; BAKKEN; KILLINGTVEIT; ALFREDSEN, 2017; BUENO; MELLO, 2015; HOEKSTRA, 2017; SCHERER; PFISTER, 2016).

A perda de água por evaporação em reservatórios estratégicos (por exemplo, de cabeceiras) certamente indicará uma pegada hídrica elevada para eles, mas, em contrapartida, este armazenamento de água proporcionará uma geração de energia maior nos reservatórios de jusante, em geral, com espelhos d'água menores e, conseqüentemente, uma pegada hídrica bem menor. Nestes casos, a pegada hídrica não deve ser calculada individualmente por usina, devendo considerar de forma conjunta as perdas por evaporação e a energia gerada por todos os aproveitamentos existentes em um rio.

#### ***2.4.6 Estimativas de pegada hídrica de usinas hidrelétricas***

##### Panorama mundial

A Tabela 7 apresenta a relação das principais publicações internacionais sobre pegada hídrica de usinas hidrelétricas, englobando centenas de aproveitamentos em diferentes regiões do mundo. A maioria dos estudos adotam a metodologia da PH Bruta, padronizada por Hoekstra et al. (2011).



Tabela 7 – Estudos internacionais de pegada hídrica de usinas hidrelétricas.

<b>Fonte</b>	<b>PH Bruta (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Líquida (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>	<b>Abrangência Geográfica</b>
Torcellini, Long e Judkoff (2003)	18,9		120 usinas nos EUA
Gerbens-Leens, Hoekstra e Meer (2009)	22,3		Média global
Herath et al. (2011)	6,0	2,7	17 usinas na Nova Zelândia
Pasqualetti e Kelley (2008)	31,6		2 usinas no Arizona, EUA
Mekonnen e Hoekstra (2012)	68,0		35 usinas em diferentes países
Arnoy (2012)	1,2		5 usinas na Noruega
Tefferi (2012)*	27,5		Etiópia
Yesuf (2012)*	16,1	5,0	3 usinas na Etiópia
Liu et al. (2015)	3,6		209 usinas na China
Zhao e Liu (2015)	1,5		1 usina (Três Gargantas) na China
Bakken et al. (2016)	10,5	0,05	2 usinas na Noruega
Scherer e Pfister (2016)	33,5	17,1	1.473 usinas em diferentes países
Strachan et al. (2016)	12,8	3,9	1 usina (Eastmain-1) no Canadá
Grubert (2016)	11,0	1,7	2.200 usinas nos EUA
Hogeboom, Knook e Hoekstra (2018)	14,6		Média global (2.235 reservatórios)
Adegun et al. (2018)	381,3		1 usina (Shiroro) na Nigéria

Notas: \* Citado por Bakken et al. (2013). Valores médios arredondados. Em alguns casos, os valores foram convertidos para m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> a partir das publicações originais.

**Fonte:** Do autor (2018) baseado em diversas fontes indicadas na tabela.

As estimativas de PH Líquida correspondem, em média, a 30% dos valores obtidos de PH Bruta, para aqueles casos em que foram adotadas ambas as metodologias.

A grande variação da pegada hídrica foi determinada, principalmente, pela relação da área do reservatório por unidade de capacidade instalada das usinas hidrelétricas. Os aproveitamentos com maior relação ha.MW<sup>-1</sup> apresentam as maiores pegadas hídricas.

Gerbens-Leenes, Hoekstra e Meer (2009) estimaram a média global da pegada hídrica (PH Bruta) de usinas hidrelétricas, em 22,3 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>, sendo este valor o mais usado como referência em diversas publicações técnicas e científicas.

Herath et al. (2011) calcularam a pegada hídrica, para 17 usinas hidrelétricas na Nova Zelândia, encontrando valores entre 0,8 e 32,5 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> para PH Bruta (média de 6,0 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>) e de 0,1 a 19,7 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> para PH Líquida (média de 2,7 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>). Segundo os autores, a grande variação, encontrada na pegada hídrica, ilustra a inadequação de utilizar valores médios globais e a importância de uma padronização metodológica para o cálculo deste indicador.

Mekonnen e Hoekstra (2012) avaliaram a pegada hídrica, em 35 usinas hidrelétricas, localizadas em várias regiões do mundo, com diferentes condições climáticas, tamanho do reservatório e capacidade instalada. A pegada hídrica bruta calculada variou de 0,3 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (reservatório San Carlos, na Colômbia) até 846 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (reservatório de Akosombo-Kpong, na China). A média da PH Bruta de todas as usinas estudadas foi de 68 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>. Apesar das diferenças de clima entre os locais onde as usinas estão situadas, a principal justificativa de grandes diferenças de pegada hídrica entre as hidrelétricas estudadas é a relação área inundada por capacidade instalada dos aproveitamentos.

Bakken, Killingtveit e Alfredsen (2017) avaliaram o estado da arte sobre pegada hídrica de hidrelétricas, a partir da revisão de várias publicações sobre o

tema, englobando dezenas de usinas. A maioria das estimativas de PH Bruta situa-se entre 1,5 e 65  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , enquanto as PH Líquida estão no intervalo de 0,06 a 39  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ . Os valores mais baixos são de regiões de clima frio, como Noruega, Canadá e partes dos EUA. As maiores estimativas obtidas são da China, África Ocidental e EUA, calculadas para reservatórios com grandes espelhos d'água e altas taxas de evaporação.

Bakken et al. (2013) apresentam uma revisão literária sobre estudos de estimativas de pegada hídrica, englobando dezenas de usinas hidrelétricas situadas em diferentes regiões do mundo, separando os aproveitamentos hidrelétricos dos estudos consultados, de acordo com a região climática, onde estão situados, conforme a classificação de Köpen (1936). Em geral, este arranjo indicou uma tendência de maiores pegadas hídricas para as usinas localizadas na zona climática B, seguido dos aproveitamentos situados nas zonas A, C, e os menores valores associados às usinas nas zonas climáticas D e E.

Liu et al. (2015) quantificaram a pegada hídrica de 209 usinas hidrelétricas na China, distribuídas em 10 bacias hidrográficas. A PH Bruta média encontrada foi de 3,6  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , variando amplamente (de 0,001 a 234  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ ). O volume de água perdido por evaporação nos reservatórios foi particionado, conforme os valores econômicos dos usos identificados em cada caso e não apenas alocado para a geração de energia. De forma similar, Zhao e Liu (2015) separaram a pegada hídrica da usina hidrelétrica de Três Gargantas, na China, da pegada hídrica do respectivo reservatório, usando um coeficiente de alocação (inferior a 1), baseado na proporção do benefício econômico obtido com a geração de energia, em relação aos benefícios totais, considerando os demais usos dos recursos hídricos no reservatório. A pegada hídrica estimada por esta abordagem metodológica (1,5  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ ) foi cerca de 50% o valor obtido (2,9  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ ) sem considerar os benefícios dos demais usos do reservatório.

Hogeboom, Knook e Hoekstra (2018) avaliaram a pegada hídrica bruta em 2235 reservatórios artificiais em todo mundo, destinados a diferentes usos: hidroeletricidade, irrigação, abastecimento humano e industrial, controle de cheias, recreação e pesca. A pegada hídrica foi alocada aos diferentes usos, de forma ponderada, baseado no valor econômico da água atribuído à cada finalidade (US\$.m<sup>-3</sup>). A geração hidrelétrica foi o uso que mais pesou na PH Bruta dos reservatórios em estudo, com um valor médio global de 14,6 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>.

### Cenário nacional

A Tabela 8 apresenta uma síntese dos resultados dos estudos de pegada hídrica de usinas hidrelétricas localizadas no Brasil. Da mesma forma que a tendência mundial, as estimativas de PH Líquida são bem inferiores à PH Bruta, correspondendo, em média, a 40% desta.

Observa-se, na Tabela 8, a amplitude nos valores médios obtidos, variável entre as publicações e conforme a metodologia adotada. Esta variação pode ser explicada, principalmente, pelas diferenças entre as relações de área inundada do reservatório pela capacidade instalada das usinas em estudo.

O estudo de Mekonnen e Hoekstra (2011) foi o primeiro a quantificar pegada hídrica de usinas hidrelétricas localizadas no Brasil, incluindo 8 aproveitamentos: Sobradinho, Tucuruí, Itaipu, São Simão, Marimbondo, Itumbiara, Estreito e Jaguari. A pegada hídrica média destas usinas foi estimada em 84 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>, com a máxima para Sobradinho (399 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>) e a mínima para Itaipu (7,6 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>). Estes valores referem-se à PH Bruta e, na ocasião, não foram estimadas PH Líquida.

Tabela 8 – Estudos no Brasil de pegada hídrica de usinas hidrelétricas.

<b>Fonte</b>	<b>PH Bruta (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Líquida (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>	<b>Abrangência do Estudo</b>
Mekonnen e Hoekstra (2011)	84,0		8 usinas em diferentes regiões do país
Ferreira (2014)	56,9	18,9	9 usinas na região Sudeste, SP
Bueno e Mello (2015)	82,0	33,0	20 usinas em diferentes regiões do país
Ferreira e Firmo (2015)	140,7	54,4	15 usinas em diferentes regiões do país
Fischmann (2016)	14,9		41 usinas na região Sul do país
Bueno, Mello e Alves (2016)	130,0		1 usina na região Sudeste, MG
Fischmann e Chaffe (2016)	9,4		8 usinas na região Sul, SC
Coelho et al. (2017)	72,0	37,0	2 usinas na região Norte do país

Notas: Valores médios arredondados. Em alguns casos, os valores foram convertidos para m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> a partir das publicações originais.

**Fonte:** Do autor (2018) baseado em diversas fontes indicadas na tabela.

Nos últimos anos, outros estudos avaliaram a pegada hídrica, bruta e líquida, de usinas hidrelétricas implantadas no Brasil, em diversas regiões geográficas, com distintas condições climáticas e hidrológicas e diferentes tamanhos de reservatórios e capacidade instalada (BUENO, 2014; BUENO; MELLO, 2015; BUENO; MELLO; ALVES, 2016; COELHO et al., 2017; FERREIRA, 2014; FERREIRA; FIRMO, 2015; FISCHMANN, 2016; FISCHMANN; CHAFFE, 2016).

Ferreira (2014) estimou a pegada hídrica de 9 usinas hidrelétricas da companhia elétrica AES Tietê S.A., localizadas no estado de São Paulo (Sudeste

do Brasil), resultando em uma média de  $56,9 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$  para PH Bruta e  $18,9 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$  para PH Líquida. A variação da pegada hídrica entre as usinas estudadas foi atribuída, principalmente, às diferenças observadas na geração de energia.

Bueno (2014) avaliou o comportamento sazonal, ao longo do ano, da pegada hídrica da UHE de Camargos, localizada na cabeceira do rio Grande, Sul de Minas Gerais, constatando a grande sensibilidade deste indicador à variabilidade mensal da geração de energia elétrica, assim como foi observado por Fischmann (2016) e Fischmann e Chaffe (2016).

Ferreira e Firmo (2015) avaliaram a pegada hídrica de 15 importantes usinas hidrelétricas, localizadas em diferentes regiões geográficas do país, considerando a geração de energia no período de 1994 a 2014. Os dados de evaporação, bruta e líquida foram obtidos de ONS (2004). A média da PH Bruta foi estimada em  $140,7 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , enquanto a média da PH Líquida foi igual a  $54,4 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ . A comparação com outras fontes de energia mostrou que os aproveitamentos estudados, apesar de serem considerados usos não consuntivos, seus reservatórios podem proporcionar elevado consumo de água.

Bueno e Mello (2015) estimaram a pegada hídrica para 20 importantes usinas hidrelétricas localizadas no Brasil, integrantes do SIN e responsáveis por 60% da geração total do país no período estudado (2010 a 2012). Verificou-se grande variabilidade entre as estimativas obtidas, para os aproveitamentos estudados, a qual foi atribuída à amplitude das áreas superficiais dos reservatórios, às condições climáticas e, principalmente, à diferença na produção de energia pelos aproveitamentos, corroborando com Bakken et al. (2013) e Herath et al. (2011). O valor médio obtido, considerando o método da PH Bruta, foi de  $82 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , variando de  $5,3 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$  para UHE Itaipu (em virtude da elevada geração de energia) a  $555 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$  para UHE Sobradinho (decorrente do extenso espelho d'água e alta evaporação). Para o método da PH Líquida, a pegada hídrica variou de  $1,1 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$  (para Itaipu) a  $326 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$  (para

Sobradinho), com valor médio de  $33 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ . A diferença média no valor da pegada hídrica de uma mesma usina foi de 66%, simplesmente por uma abordagem metodológica diferente, condizente com o relatado por Bakken, Killingtveit e Alfredsen (2017), Grubert (2016), Herath et al. (2011) e Scherer e Pfister (2016).

Bueno, Mello e Alves (2016) estimaram a pegada hídrica da UHE de Camargos, a partir de dados de geração de energia fornecidos pelo operador da usina e dados meteorológicos monitorados em campo no período de 2010 a 2014. A pegada hídrica bruta média do período em estudo foi equivalente a  $130 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ . Verificou-se que, no período crítico de estiagem, observado na região Sudeste do país, a pegada hídrica da UHE Camargos foi extremamente alta, atingindo  $272 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$  em 2014 pela baixa produção de energia.

Fischmann (2016) quantificou a PH Bruta de 41 aproveitamentos hidrelétricos, localizados na região Sul do Brasil, resultando em um valor médio de  $14,9 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , com valores individuais variando entre 0,06 e  $153,5 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ . Observou-se um padrão na distribuição espacial das perdas por evaporação, em razão das diferenças climáticas locais. Entretanto tal fato foi sobreposto pela variabilidade temporal na geração de energia, que possui oscilações intra-anual (mês a mês) de maior magnitude e maior influência na pegada hídrica.

Fischmann e Chaffe (2016) apresentaram estimativas de PH Bruta para 9 usinas hidrelétricas localizadas no estado de Santa Catarina, Sul do Brasil, com um valor médio de  $9,4 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ . Os valores obtidos para as usinas estudadas foram baixos em comparação com as pegadas hídricas estimadas para aproveitamentos localizados em outras regiões do Brasil e do mundo. Isto pode estar relacionado à latitude, relativamente maior, do estado de Santa Catarina, o que se traduz em menos radiação solar recebida e menor temperatura média do ar, resultando em menores taxas de evaporação dos reservatórios.

Coelho et al. (2017) caracterizaram a pegada hídrica para as usinas hidrelétricas de Tucuruí e Lajeado, no rio Tocantins, região Norte do Brasil. Para a UHE Tucuruí (com relação de área inundada pelo reservatório por potência instalada igual a  $34 \text{ ha.MW}^{-1}$ ), a pegada hídrica bruta e líquida foram estimadas em 49 e  $26 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , respectivamente. Para a UHE Lajeado, com  $70 \text{ ha.MW}^{-1}$ , a pegada hídrica bruta e líquida foram equivalentes a 95 e  $48 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , respectivamente. Assim, concluiu-se que a UHE Tucuruí apresenta maior eficiência para geração de energia elétrica do que a UHE Lajeado, justificado pela menor razão entre o espelho d'água do seu reservatório e a sua capacidade instalada.



### 3 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Em geral, os objetivos propostos para a pesquisa foram alcançados, desde a elaboração de uma revisão atual e completa sobre o estado da arte do tema objeto de estudo e, principalmente, em termos de um aprofundamento metodológico e na obtenção de resultados satisfatórios e condizentes com as expectativas iniciais.

Conclusões gerais relativas ao tema central da tese: “pegada hídrica de usinas hidrelétricas” são listadas abaixo. Os capítulos 2 e 3 seguintes apresentam o desenvolvimento, resultados e conclusões, separadamente, para os dois escopos da pesquisa: pegada hídrica da UHE Funil – MG e pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN na Região Hidrográfica do Paraná.

- Uma das contribuições da tese consistiu na avaliação de procedimentos metodológicos, para caracterização da pegada hídrica de usinas hidrelétricas, com base em dados observados em campo (no caso da UHE Funil) ou a partir de dados de diferentes fontes secundárias (como no estudo das usinas do SIN na Região Hidrográfica do Paraná). Os resultados obtidos para UHE Funil, a partir de dados de campo, foram condizentes com aqueles obtidos a partir de dados de fontes secundárias. Para o ano de 2016, comum entre os períodos de estudo das duas partes da pesquisa, a pegada hídrica bruta e líquida, obtida a partir do monitoramento de campo, foram iguais a 26 e 12  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , respectivamente, enquanto as estimativas obtidas, a partir de dados de fontes secundárias, foram 25 e 10  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , respectivamente para PH Bruta e PH Líquida. Esta opção de metodologias, em princípio, é válida para o caso de corpos d'água rasos e com pequeno espelho d'água, como o do reservatório do Funil. Recomenda-se a avaliação da aplicabilidade de ambas as abordagens metodológicas, para outros estudos de casos,

sobretudo, para reservatórios maiores, comparando os resultados em termos de evaporação e pegada hídrica. Além disto, reforça-se a importância do monitoramento de campo, de dados meteorológicos e da temperatura da água, sendo esta possível de se medir juntamente com o nível d'água (N.A) do reservatório.

- Uma importante contribuição científica da tese consistiu na avaliação da pegada hídrica da hidroeletricidade de forma sistêmica por bacia hidrográfica, ou seja, considerando a operação em cascata de usinas hidrelétricas. Neste sentido, trata-se de um estudo pioneiro no país, que reflete melhor a relação entre o volume de água perdido por evaporação e a produção hidrelétrica, uma vez que o planejamento da operação das usinas e reservatórios do SIN se dá de forma interligada pelo ONS.
- Além de um indicador da eficiência do uso da água, a quantificação da pegada hídrica pode apontar fatores de pressão sobre os recursos hídricos e requerer maior planejamento e gestão. Desta forma, a abordagem da pegada hídrica da hidroeletricidade por bacia hidrográfica permite o conhecimento do impacto deste usuário de água na escala geográfica mais adequada. Assim, é possível fazer um paralelo com os demais usos da água e uma análise da sustentabilidade da bacia no que diz respeito ao quadro de demandas versus disponibilidade hídrica.
- Da mesma forma, a adoção da metodologia da pegada hídrica líquida, ou seja, considerando as perdas de água por evapotranspiração, antes do enchimento do reservatório, possibilita também uma discussão mais embasada sobre este indicador, sob uma ótica do impacto incremental das usinas hidrelétricas no ciclo hidrológico da bacia hidrográfica.
- As divergências e fragilidades das diferentes abordagens metodológicas existentes, para quantificação da pegada hídrica da geração hidrelétrica, aparentemente, ainda estão distantes de serem equalizadas e contornadas

a ponto de se chegar a um consenso técnico e científico. Desta forma e somada às particularidades locais (climáticas, topográficas) e de projeto (área inundada, potência instalada) de cada usina hidrelétrica, torna-se difícil e inadequado propor um valor típico (global) da pegada hídrica da hidroeletricidade.

- Por fim, reforça-se que estimativas imprecisas (em termos de dados inconsistentes ou abordagem metodológica inadequada) de pegada hídrica de usinas hidrelétricas podem distorcer a imagem de (in)eficiência do uso dos recursos hídricos por estes tipos de empreendimentos e de sustentabilidade ambiental de produtos que utilizam energia proveniente da geração hidráulica nos seus processos. Além disto, conclusões equivocadas podem induzir políticas de incentivo do uso de outras fontes de geração de energia elétrica com menor pegada hídrica, porém mais poluentes e com maior custo de produção.

## REFERÊNCIAS

- ABTEW, W. Evaporation estimation for lake okeechobee in South Florida. **Journal of Irrigation and Drainage Engineering**, New York, v. 127, n. 3, p. 140-147, May/June 2001.
- ADEGUN, O. et al. Water, energy and agricultural landuse trends at Shiroro hydropower station and environs. **Proceedings of the International Association of Hydrological Sciences**, Port Elizabeth, v. 376, p. 35–43, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.5194/piahs-376-35-2018>>. Acesso em: 22 jun. 2018.
- AGUILAR, S.; LOUW, K.; NEVILLE, K. **IHA World Congress Bulletin**. International Institute for Sustainable Development (IISD) and International Hydropower Association (IHA). 2011. Disponível em: <[www.iisd.ca/yimb/hydro/iha2011](http://www.iisd.ca/yimb/hydro/iha2011)>. Acesso em: 22 jan. 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DAS ÁGUAS. **Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil: regiões hidrográficas brasileiras - Edição Especial**. Brasília, 2015. 164 p.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (Brasil). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília, 2008. 236 p. Disponível em: <[www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf)>. Acesso em: 15 dez. 2017.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (Brasil). **Banco de Informações de Geração - BIG**. Brasília, 2017a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 15 dez. 2017.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (Brasil). **Compensação Financeira Pela Utilização de Recursos Hídricos - Histórico da Geração**. Brasília, 2017b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/cmpf/gerencial/>>. Acesso em: 15 dez. 2017.
- ALLEN, R. G. et al. **Crop evapotranspiration: guidelines for computing crop water requirements**. Roma: FAO, 1998. (Irrigation and Drainage Paper, 56). Disponível em: <<http://www.fao.org/docrep/x0490e/x0490e00.htm>>. Acesso em: 10 abr. 2014.

ANDRIOLO, M. V.; KAVISKI, E. **Projeto HG-211**: revisão, atualização e aperfeiçoamento do sistema de avaliação líquida dos reservatórios do sistema interligado nacional: SisEvapo v2.0: relatório final. Curitiba: CEHPAR, 2005. 71 p.

ARNOY, S. **Water footprint approaches in life cycle assessment**: state-of-the-art and a case study of hydroelectric generation in the hoyanger area. 2012. Thesis (Master's) - University of Life Sciences (UMB), Trondheim, 2012.

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

BAKKEN, T. H. et al. The life-cycle water footprint of two hydropower projects in Norway. **Journal of Cleaner Production**, Oxford, v. 113, p. 241-250, 2016.

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**, Göttingen, v. 17, p. 3983-4000, 2013.

BAKKEN, T. H.; KILLINGTVEIT, A.; ALFREDSSEN, K. The water footprint of hydropower production: state of the art and methodological challenges. **Global Challenges**, Estocolmo, v. 1, p. 1-8, 2017.

BERGER, M.; FINKBEINER, M. Water footprinting: how to address water use in life cycle assessment? **Sustainability**, New York, v. 2, n. 4, p. 919, 2010. Disponível em: <<http://www.mdpi.com/2071-1050/2/4/919>>. Acesso em: 23 jan. 2018.

BERNARDO, S.; SOARES, A. A.; MANTOVANI, E. C. **Manual de irrigação**. 7. ed. Viçosa, MG: UFV, 2005. 596 p.

BOUCHET, R. J. Evapotranspiration réelle et potentielle, signification climatque. **International Association of Scientific Hydrology**, Berkeley, n. 62, p. 134-142, 1963.

BUENO, E. O. **Evaporação do reservatório da Usina Hidrelétrica de Camargos**: caracterização da pegada hídrica. 2014. 127 p. Dissertação (Mestrado em Recursos Hídricos em Sistemas Agrícolas) - Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2014.

BUENO, E. O.; MELLO, C. R.; ALVES, G. J. Evaporação do reservatório da Usina Hidrelétrica de Camargos pelos Métodos de Penman e Penman-Monteith. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 21., 2015, Brasília. **Anais...** Brasília: ABRH, 2015.

BUENO, E. O.; MELLO, C. R.; ALVES, G. J. Evaporation from Camargos hydropower plant reservoir: water footprint characterization. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Porto Alegre, v. 21, n. 3, p. 570-575, jul./set. 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/2318-0331.011616021>>. Acesso em: 23 jun. 2018.

BUENO, E. O.; MELLO, C. R. Pegada hídrica de usinas hidrelétricas. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 21., 2015, Brasília. **Anais...** Brasília: ABRH, 2015.

CARVALHO, L. G. et al. Evapotranspiração de referência: uma abordagem atual de diferentes métodos de estimativa. **Pesquisa Agropecuária Tropical**, Goiânia, v. 41, n. 3, p. 456-465, jul./set. 2011.

COELHO, C. D. **Estimativas da evaporação e da pegada hídrica dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Tucuruí – PA e Lajeado - TO**. 2016. 91 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2016.

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**, Oxford, v. 153, p. 164-175, 2017.

CONSELHO NACIONAL DE RECURSOS HÍDRICOS. **Resolução nº 32, de 15 de outubro de 2003**. Disponível em: <[http://www.cnrh.gov.br/index.php?option=com\\_docman&task=doc\\_download&gid=74](http://www.cnrh.gov.br/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=74)>. Acesso em: 22 mar. 2017.

DE BRUIN, H. A. R. Temperature and energy balance of a water reservoir determined from standard weather data of a land station. **Journal of Hydrology**, Amsterdam, v. 59, p. 261-274, 1982.

DEUS, M. L. D. **Séries temporais aplicadas ao planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional - SIN**. 2008. 130 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

DIAS, N. L. et al. O Método de Covariâncias Turbulentas Atenuadas (MCTA) para medição dos fluxos de calor sensível e latente: aplicação ao lago de Itaipu e seu redor. **RBRH - Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Porto Alegre, v. 7, n. 1, p. 143-160, jan./mar. 2002.

DIAS, N. L.; KAN, A. Evaporação líquida no reservatório de foz do areia, PR: estimativas dos modelos de relação complementar versus balanço hídrico sazonal e balanço de energia. **RBRH - Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Porto Alegre, v. 13, n. 2, p. 31-43, abr./jun. 2008.

DIAS, N. L.; REIS, R. J. dos. Métodos de cálculo do balanço de entalpia em lagos e erros associados. **RBRH - Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Porto Alegre, v. 3, n. 3, p. 45-55, jul./set. 1998.

DIAS, N. L.; ROCHA, L. S. Cálculo da taxa de variação da entalpia para os lagos de Itaipu e Foz do Areia. **RBRH - Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Porto Alegre, v. 4, n. 3, p. 39-51, jul./set. 1999.

ELETROBRAS. **NEWAVE**: modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos interligados de longo e médio prazo. 2017. Disponível em: <<http://www.cepel.br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>>. Acesso em: 15 dez. 2017.

ELSAWWAF, M.; WILLEMS, P.; FEYEN, J. Assessment of the sensitivity and prediction uncertainty of evaporation models applied to Nasser Lake, Egypt. **Journal of Hydrology**, Amsterdam, v. 395, n. 1/2, p. 10-22, Dec. 2010.

ELVIRA, B. G. et al. Evaluation of evaporation estimation methods for a covered reservoir in a semi-arid climate: south-eastern Spain. **Journal of Hydrology**, Amsterdam, v. 458/459, p. 59-67, Aug. 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 - Ano base 2016**. Brasília, 2017. 232 p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 15 dez. 2017.

FERREIRA, F. F.; FIRMO, H. T. Pegada hídrica de hidroeletricidade no Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 16., 2015, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: UFRJ, 2015. Disponível em: <<http://www.congressoenergia.com.br/trabalho.html>>. Acesso em: 21 out. 2016.

FERREIRA, F. F. **Pegada hídrica da geração de energia hidrelétrica no Brasil**: um estudo de caso da AES Tietê S.A. 2014. 93 p. Trabalho de conclusão do curso de graduação em Engenharia Ambiental. Escola Politécnica, UFRJ, Rio de Janeiro, 2014.

FERREIRA, P. G. C. **A Estocasticidade associada ao setor elétrico brasileiro e uma nova abordagem para a geração de aflúências via modelos periódicos Gama**. 2013. 138 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

FINCH, J. W. A comparison between measured and modelled open water evaporation from a reservoir in south-east England. **Hydrological Processes**, Chichester, v. 15, n. 14, p. 2771-2778, 2001.

FISCHMANN, F.; CHAFFE, P. L. B. The water footprint of hydroelectricity in Santa Catarina State - Southern Brazil. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON WATER RESOURCES AND ENVIRONMENT RESEARCH, 7., 2016, Kyoto. **Proceedings...** Kyoto: ICWRER, 2016. 1 CD-ROM.

FISCHMANN, F. **Estimativa da pegada hídrica de aproveitamentos hidrelétricos no Sul do Brasil**. 2016. 141 p. Trabalho de conclusão do curso (Graduação em Engenharia Sanitária e Ambiental) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

GERBENS-LEENES, P. W.; HOEKSTRA, A. Y.; MEER, T. H. van der. The water footprint of energy from biomass: a quantitative assessment and consequences of an increasing share of bio-energy in energy supply. **Ecological Economics**, Amsterdam, v. 4, n. 68, p. 1052-1060, 2009.

GIADROSSICH, F. et al. Evaporation in a Mediterranean environment by energy budget and Penman methods, Lake Baratz, Sardinia, Italy. **Hydrology and Earth System Sciences Discussion**, Göttingen, v. 12, p. 1901-1940, 2015.

GLEICK, P. H. Water and energy. **Annual Review of Environment and Resources**, Palo Alto, v. 19, p. 267–299, 1994.

GRUBERT, E. A. Water consumption from hydroelectricity in the United States. **Advances in Water Resources**, Oxford, v. 96, p. 88–94, 2016.

HERATH, I. et al. The water footprint of hydroelectricity: a methodological comparison from a case study in New Zealand. **Journal of Cleaner Production**, Oxford, v. 19, p. 1582–1589, Sept. 2011.



HOEKSTRA, A. Y. et al. **The water footprint assessment manual: setting the global standard**. London: Earthscan, 2011. 224 p.

HOEKSTRA, A. Y. Water footprint assessment: evolution of a new research field. **Water Resour Manage**, Cham, v. 31, p. 3061-3081, 2017.

HOGEBOM, R. J.; KNOOK, L.; HOEKSTRA, A. Y. The blue water footprint of the world's artificial reservoirs for hydroelectricity, irrigation, residential and industrial water supply, flood protection, fishing and recreation. **Advances in Water Resources**, Oxford, v. 113, p. 285-294, 2018.

HUNT, J. D.; STILPEN, D.; FREITAS, M. A. V. A review of the causes, impacts and solutions for electricity supply crises in Brazil. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 88, p. 208-222, 2018.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Special report on renewable energy sources and climate change mitigation**. Cambridge: Cambridge University, 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Electricity information: overview 2017**. Disponível em: <[www.iea.org/statistics/topics/electricity/](http://www.iea.org/statistics/topics/electricity/)>. Acesso em: 15 Nov. 2017.

ITAIPU BINACIONAL. **Geração**. 2017. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/energia/geracao>>. Acesso em: 22 jan. 2018.

LIU, J. et al. **China's rising hydropower demand challenges water sector**. 2015. Disponível em: <<https://www.nature.com/articles/srep11446>>. Acesso em: 23 jun. 2018.

MARCATO, A. L. **Representação híbrida de sistemas equivalentes e individualizados para o planejamento da operação a médio prazo de sistemas de potência de grande porte**. 2002. 200 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

MARCELINO, B. C. **Estimativas de evapotranspiração usando os modelos de Morton e de Penman**. Pelotas: UFPel, 1997. 5 p.

MCJANNET, D. L. et al. **Estimating open water evaporation for the Murray-Darling Basin**. Canberra: CSIRO, 2008. 50 p.

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**, Göttingen, v. 17, n. 4, p. 1331-1363, 2013a. Disponível em: <<http://www.hydrol-earth-syst-sci.net/17/1331/2013/>>. Acesso em: 24 jun. 2017.

MCMAHON, T. A. et al. **Morton WREVP fortran code and executable file**. 2013c. Disponível em: <<http://people.eng.unimelb.edu.au/mpeel/morton.html>>. Acesso em: 24 jun. 2017.

MCMAHON, T. A. et al. **Supplementary material to paper "Estimating actual, potential, reference crop and pan evaporation using standard meteorological data: a pragmatic synthesis"**. 2013b. Disponível em: <<http://www.hydrol-earth-syst-sci.net/17/1331/2013/hess-17-1331-2013-supplement.pdf>>. Acesso em: 24 jun. 2017.

MEKONNEN, M. M.; GERBENS-LEENES, P. W.; HOEKSTRA, A. Y. Future electricity: the challenge of reducing both carbon and water footprint. **Science of the Total Environment**, Amsterdam, v. 569/570. p. 1282-1288, 2016.

MEKONNEN, M. M.; GERBENS-LEENES, P. W.; HOEKSTRA, A. Y. The consumptive water footprint of electricity and heat: a global assessment. **Environmental Science: Water Research & Technology**, Iowa, v. 1, n. 3, p. 285-297, 2015.

MEKONNEN, M. M.; HOEKSTRA, A. Y. The blue water footprint of electricity from hydropower. **Hydrology and Earth System Sciences**, Göttingen, v. 16, p. 179-187, Jan. 2012.

MEKONNEN, M. M.; HOEKSTRA, A. Y. **The water footprint of electricity from hydropower**. Delft: UNESCO-IHE; Institute for Water Education, 2011. 36 p. (Value of Water Research Report Series, 51).

MONTEITH, J. L. Evaporation and environment. **Water in Plant – Evaporation and Environment**, Dallas, v. 19, p. 205-235, 1965.

MORTON, F. I. Operational estimates of areal evapotranspiration and their significance to the science and practice of hydrology. **Journal of Hydrology**, Amsterdam, v. 66, p. 1-76, 1983a.

MORTON, F. I. Operational estimates of lake evaporation. **Journal of Hydrology**, Philadelphia, v. 66, p. 77-100, 1983b.

MORTON, F. I. Practical estimates of lake evaporation. **Journal of Climate and Applied Meteorology**, Boston, v. 25, p. 371-387, Mar. 1986.

MORTON, F. I.; RICARD, F.; FOGARASI, S. **Operational estimates of areal evapotranspiration and lake evaporation – Program WREVAP**. Ottawa: National Hydrology Research Institute, 1985. (NHRI Paper 24).

OLIVEIRA, F. L. C. **Modelos de séries temporais para construção de árvores de cenários aplicadas à otimização estocástica**. 2013. 180 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Evaporações líquidas nas usinas hidrelétricas**. Rio de Janeiro: Diretoria de planejamento e programação da operação, 2004. 61 p.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O Sistema Interligado Nacional - SIN**. 2017a. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 15 dez. 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Resultados da operação: Histórico da Geração do SIN**. 2017b. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>. Acesso em: 15 dez. 2017.

PASQUALETTI, M.; KELLEY, S. **The water costs of electricity in Arizona**. [S. l.]: Arizona Water Institute, 2008.

PENMAN, H. L. Natural evaporation from open water, bare soil and grass. **Proceedings of the Royal Society of London. Series A, Mathematical and Physical Sciences**, London, v. 193, n. 1032, p. 120-145, Apr. 1948.

PENNA, D. D. J. **Definição da árvore de cenários de afliências para o planejamento da operação energética de médio prazo**. 2009. 293 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

PEREIRA, D. R. **Evapotranspiração em área de Mata Atlântica na região da Serra da Mantiqueira, MG**. 2009. 105 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola, Engenharia de Água e Solo) - Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2009.

PEREIRA, S. B. et al. Evaporação líquida no lago de Sobradinho e impactos no escoamento devido à construção do reservatório. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, Campina Grande, v. 13, n. 3, p. 346-352, 2009.

PEREIRA, S. B. **Evaporação no lago de Sobradinho e disponibilidade hídrica no rio São Francisco**. 2004. 105 p. Tese (Doutorado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2004.

PRIESTLEY, C. H. B.; TAYLOR, R. J. On the assessment of surface heat flux and evaporation using large-scale parameters. **Monthly Weather Review**, Boston, v. 100, n. 2, p. 81-92, Feb. 1972.

REIS, R. J. dos; DIAS, N. L.; BAPTISTA, M. Estimativa da evaporação do lago serra azul pelo método do balanço de energia-razão de Bowen. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 12., 1997, Vitória. **Anais...** Vitória: ABRH, 1997. 1 CD-ROM.

REIS, R. J. dos; DIAS, N. L. Multi-season lake evaporation: energy-budget estimates and CRLE model assessment with limited meteorological observations. **Journal of Hydrology**, Amsterdam, v. 208, n. 3/4, p. 135-147, July 1998.

ROQUE, R. O.; SANSIGOLO, C. A. Estimativas de evaporação do lago Taquaruçu, SP pelo método conceitual de Morton. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Porto Alegre, v. 6, n. 1, p. 21-28, jan/mar, 2001.

ROSENBERRY, D. O. Comparison of 15 evaporation methods applied to a small mountain lake in the northeastern USA. **Journal of Hydrology**, Amsterdam, v. 340, n. 3/4, p. 149-166, July 2007.

SCHERER, L.; PFISTER, S. Global water footprint assessment of hydropower. **Renewable Energy**, Lemesos, v. 99, p. 711-720, 2016.

SILVA, T. C. T. **Cenários futuros de oferta e demanda de energia elétrica: simulações do possível racionamento até 2011**. 2008. 146 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

SIMÕES, M. D. P.; GOMES, L. L. Decisão de sazonalização de contratos de fornecimento de energia elétrica no Brasil através da otimização da medida ômega ( $\Omega$ ). **REAd. Revista Eletrônica de Administração**, Porto Alegre, v. 17, n. 1, p. 181-203, jan./abr. 2011.

SIVAPRAGASAM, C. Modeling evaporation-seepage losses for reservoir water balance in semi-arid regions. **Water Resource Management**, Ann Arbor, v. 23, n. 5, p. 853-867, Mar. 2009.

SOITO, J. L. D. S.; FREITAS, M. A. V. Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, Belfast, v. 15, p. 3165–3177, 2011.

STRACHAN, I. B. et al. Does the creation of a boreal hydroelectric reservoir result in a net change in evaporation? **Journal of Hydrology**, Storrs, v. 540, p. 886-899, 2016.

TANNY, J. et al. Evaporation from a reservoir with fluctuating water level: correcting for limited fetch. **Journal of Hydrology**, Amsterdam, v. 404, n. 3/4, p. 146-156, July 2011.

TANNY, J. et al. Evaporation from a small water reservoir: direct measurements and estimates. **Journal of Hydrology**, Amsterdam, v. 351, n. 1/2, p. 218-229, Mar. 2008.

TEFFERI, M. E. A. **The effect of Ethiopian hydropower reservoirs on Blue Nile River flow regime**. 2012. Thesis (Master's) - University of Science and Technology, Trondheim, 2012.

TORCELLINI, P.; LONG, N.; JUDKOFF, R. **Consumptive water use for U.S. power production**. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2004.

TUCCI, C. E. M. **Hidrologia: ciência e aplicação**. 3. ed. Porto Alegre: ABRH, 2004. 944 p.

VIEIRA, N. P. A. **Estimativa da evaporação nos reservatórios de Três Marias - MG e Sobradinho - BA**. 2015. 82 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) - Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2015.

WILSON, W.; LEIPZIG, T.; GRIFFITHS-SATTENSPIEL, B. **Burning our rivers: the water footprint of electricity**. Portland: River Network, 2012.

WINTER, T. C.; ROSEMBERRY, D. O.; STURROCK, A. M. Evaluation of 11 equations for determining evaporation for a small lake in North Central United States. **Water Resources Research**, Washington, v. 31, n. 4, p. 983-993, 1995.

YESUF, M. B. **Impacts of cascade hydropower plants on the flow of the river system and water level in lake Turkana in Omo-Ghibe Catchment, Ethiopia**. 2012. Thesis (Master's) - Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2012.

ZHAO, D.; LIU, J. A new approach to assessing the water footprint of hydroelectric power based on allocation of water footprints among reservoir ecosystem services. **Physics and Chemistry of the Earth**, Bristol, v. 79/82, p. 40-46, 2015.

## **CAPÍTULO 2 PEGADA HÍDRICA DA USINA HIDRELÉTRICA DO FUNIL – RIO GRANDE / MG**

### **1 INTRODUÇÃO**

A Usina Hidrelétrica Engenheiro José Mendes Júnior (UHE Funil), com potência instalada de 180 MW, está localizada no rio Grande, na cabeceira da bacia, região Sul do estado de Minas Gerais. A bacia hidrográfica do rio Grande tem grande importância para a geração hidrelétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), representando, aproximadamente, 7,5% da potência instalada no país, com uma capacidade de 7.619 MW (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS, 2017b).

Apesar de ser considerada de baixo impacto ambiental, a hidroeletricidade caracteriza-se como de elevado consumo de água por unidade de energia produzida, entre as principais fontes, renováveis e não renováveis, de geração de energia (HOEKSTRA, 2017; MEKONNEN; GERBENS-LEENES; HOEKSTRA, 2016; WILSON; LEIPZIG; GRIFFITHS-SATTENSPIEL, 2012; ZHAO; LIU, 2015).

Esta abordagem das usinas hidrelétricas como uso consuntivo dos recursos hídricos relaciona-se diretamente ao conceito de pegada hídrica, e sua quantificação se dá pela relação entre a evaporação dos reservatórios e a energia produzida, expressa em  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$  (BUENO; MELLO, 2015; MEKONNEN; HOEKSTRA, 2011).

Neste contexto, foi desenvolvido um estudo para o reservatório da Usina Hidrelétrica (UHE) de Funil, utilizando dados meteorológicos monitorados in situ e dados operacionais de um período de 2 anos (julho/2015 a junho/2017). Em síntese, os objetivos desta primeira parte da tese foram:

- Estimar as taxas de evaporação diária, mensal e anual do reservatório da UHE Funil a partir de dados monitorados em estações meteorológicas instaladas no entorno do reservatório.
- Quantificar, de forma consistente e embasada, a pegada hídrica da UHE Funil - MG, a partir das estimativas de evaporação do reservatório e de dados de geração de energia elétrica fornecidos pela operadora da usina, comparando os resultados com valores indicados para outras usinas hidrelétricas no Brasil e no mundo.
- Analisar o comportamento intra-anual da pegada hídrica da UHE Funil e sua relação com a evaporação, a produção de energia e outros fatores, tais como: a evapotranspiração da área inundada pelo reservatório; as vazões afluentes; a regra de operação do reservatório de Camargos, localizado na cabeceira da bacia do rio Grande.
- Avaliar a sustentabilidade da pegada hídrica da UHE Funil, para produção de energia elétrica, considerando a escala local e regional (da bacia hidrográfica onde está localizada a usina hidrelétrica).



## 2 MATERIAIS E MÉTODOS

### 2.1 Caracterização da área em estudo

A área de estudo corresponde ao reservatório da UHE Funil, cuja barragem com 50 metros de altura (Figura 1) está implantada no rio Grande, na região Sul de MG, nas coordenadas geográficas  $-21^{\circ} 08' 35''$  e  $-45^{\circ} 02' 10''$ .

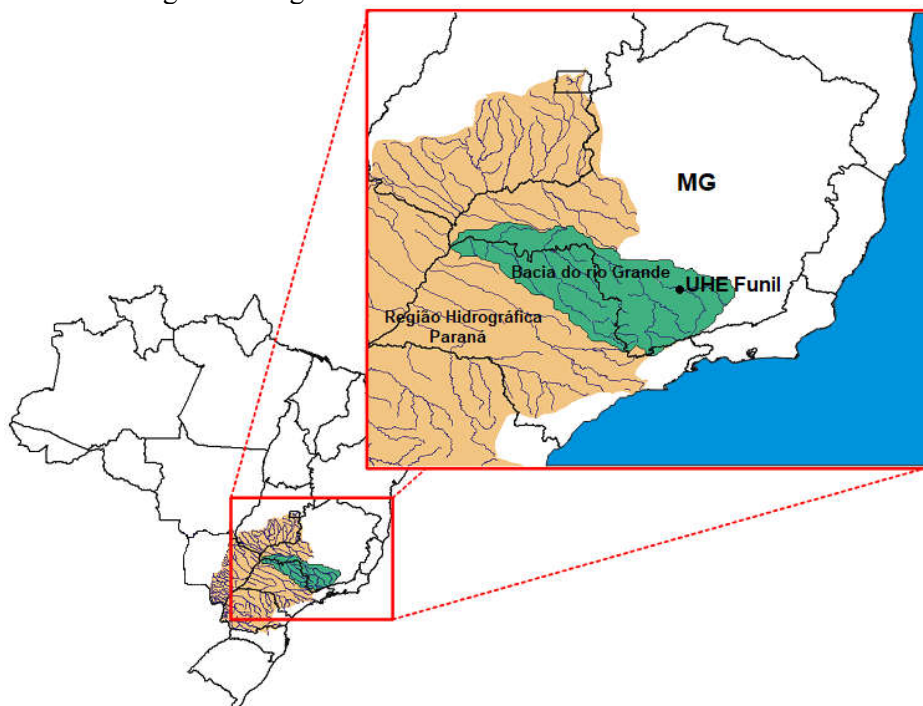
A usina localiza-se na parte alta da bacia hidrográfica do rio Grande, com área de contribuição até o seu reservatório de  $15.716 \text{ km}^2$  e corresponde ao terceiro aproveitamento hidrelétrico deste rio, seguido de Furnas e outras 8 usinas até a confluência com o rio Paranaíba (INSTITUTO MINEIRO DE GESTÃO DAS ÁGUAS - IGAM, 2013). De acordo com o Plano Nacional de Recursos Hídricos (BRASIL, 2006), a bacia do rio Grande, com área total de  $143.173 \text{ km}^2$ , compreendendo partes dos estados de Minas Gerais e São Paulo, pertence à Região Hidrográfica do Paraná (Figura 2).

Figura 1 – Usina Hidrelétrica do Funil.



Fonte: Do autor (2018).

Figura 2 - Localização da UHE Funil em relação à bacia do rio Grande e à Região Hidrográfica do Paraná.



Fonte: Do autor (2018).

A UHE Funil é classificada como uma usina a fio d'água, ou seja, o seu reservatório (Figura 3) não apresenta função de regularização das vazões afluentes. Assim, apresenta um volume útil de apenas 6,8 hm<sup>3</sup>, com nível d'água operativo entre as cotas 807,8 e 808,0 metros, profundidade média de 7,7 metros e espelho d'água praticamente constante de 34,5 km<sup>2</sup> (ALIANÇA, 2017). O clima predominante na região, conforme a classificação de Koppen (1936), é temperado (Cwb), com os verões úmidos e temperaturas amenas e invernos secos e frios (SPAROVEK et al., 2007). A precipitação média anual é cerca de 1.500 mm, dos quais 80% ocorrem entre novembro e março. A temperatura média anual é de cerca de 18°C, com temperaturas médias mínimas e máximas variando de 8°C a 24°C, respectivamente (MELLO et al., 2012).

Figura 3 – Reservatório do Funil, no trecho próximo à sede municipal de Ijaci.



Fonte: IGAM (2013).

## 2.2 Operação hidroenergética da cascata de usinas do Alto rio Grande

A operação do reservatório da UHE de Camargos, localizada na parte alta do rio Grande (Sul de Minas Gerais), define também as condições de funcionamento das usinas a fio d'água de Itutinga e Funil, situadas na calha do rio Grande a jusante de Camargos. Ressalta-se que o impacto da operação destes aproveitamentos é local e não interfere na otimização da geração de energia na bacia hidrográfica do rio Grande (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG, 2017).

Diferente dos modelos de simulação e otimização do SIN, que adotam em suas estruturas funções de minimização de custos de geração de energia, a operação do reservatório de Camargos fundamenta-se, exclusivamente, em critérios e variáveis hidrológicas. Assim, as diretrizes energéticas estabelecidas para o reservatório de Camargos são baseadas na sua capacidade de armazenamento, no conhecimento do regime de chuva da região e,

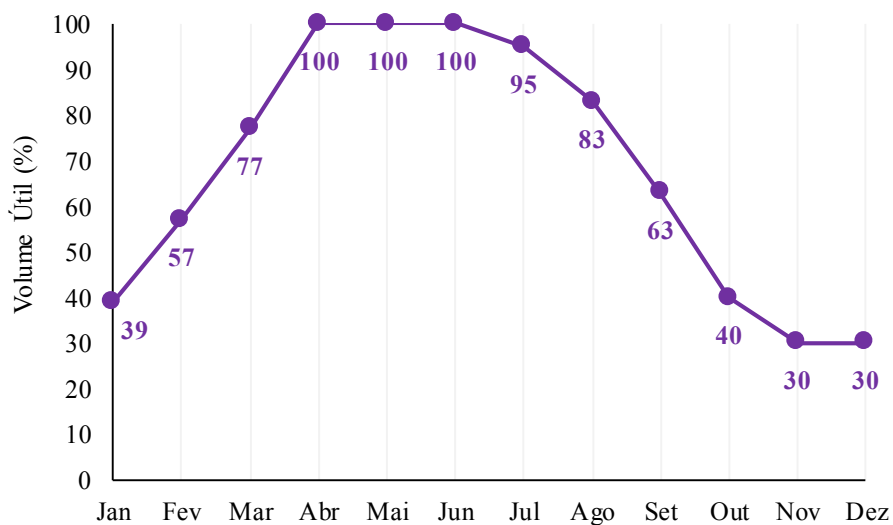
principalmente, na análise probabilística das vazões afluentes, por simulações do balanço hídrico do reservatório a partir de séries históricas.

Além disto, a operação do reservatório da UHE Camargos está sujeita a restrições pelos requisitos operacionais (vazões mínimas e máximas de funcionamento das máquinas geradoras daquela usina e de Itutinga e Funil); aspectos ambientais (vazões mínimas defluentes) e de segurança contra enchentes (volume de espera, vazões máximas defluentes).

Por exemplo, no período de enchimento do reservatório, procuram-se minimizar as vazões defluentes, entretanto devem-se observar descargas mínimas exigidas por condicionantes ambientais ou de operação das turbinas. Da mesma forma, a maximização do volume útil do reservatório deve respeitar limites máximos de N.As que garantam a manutenção do volume de espera para amortecimento das vazões de cheias afluentes. Por outro lado, durante o período de deplecionamento do reservatório, as vazões liberadas, sobretudo, em termos de vazões turbinadas, devem obedecer à capacidade máxima operativa das unidades geradoras, bem como limites de vazões que não provoquem inundações a jusante.

Assim, foi estabelecida uma função de otimização, denominada "curva guia" (Figura 4), para o reservatório de Camargos, que define valores ótimos de volumes úteis (em percentual do seu total ou em termos de níveis d'água operativos) a serem atingidos e mantidos ao longo do ano. A partir do volume útil real, monitorado na escala diária, são tomadas decisões de manutenção do N.A, enchimento ou deplecionamento do reservatório, calculadas e adotadas na operação diária as vazões defluentes necessárias, para alcance dos volumes úteis, recomendados na curva de otimização do reservatório.

Figura 4 - Curvas de operação do reservatório de Camargos, rio Grande.



Fonte: CEMIG (2017).

Em síntese, a curva de otimização do reservatório de Camargos, desenvolvida para condições climáticas (regime de chuvas) e hidrológicas (regime de vazões afluentes) normais, visa minimizar os vertimentos, buscando o alcance das seguintes condições:

- Abril = 100% do volume útil, ou maiores níveis do reservatório.
- Abril a junho = manutenção do reservatório o mais cheio possível.
- Julho a outubro = deplecionamento do reservatório, para esperar o próximo período de chuvas.
- Novembro = menores níveis do reservatório.
- Novembro a abril = enchimento do reservatório, observando o limite para o volume de espera.

De acordo com a magnitude das vazões incrementais entre a barragem de Itutinga e o reservatório do Funil, em especial, no período de chuvas e provenientes da bacia do rio das Mortes, são admitidos ajustes na operação do

reservatório de Camargos de forma a evitar o vertimento na barragem de Funil. Assim, naquelas situações de vazões incrementais significativas, pelo fato da UHE Funil ser um aproveitamento a fio d'água, procura-se segurar mais água no reservatório de Camargos (observando o N.A máximo para manutenção do volume de espera), mesmo que extrapole a envoltória da curva guia. No período subsequente, diminuído o regime de vazões incrementais, aumenta-se a defluência de Camargos, buscando-se o valor ótimo de volume útil do reservatório.

Além disto, visando a uma maior produtividade na geração em Camargos, outra adequação feita à curva guia da operação consiste em procurar manter, em maior tempo possível, o reservatório cheio, ou seja, com maior N.A, atingindo assim uma maior energia potencial por uma maior queda líquida. Portanto, na prática, retarda-se o início do deplecionamento do reservatório, mantendo-o mais cheio possível entre os meses de abril e maio.

Estes ajustes da diretriz energética pré-estabelecida, visa à otimização da geração na cascata de usinas Camargos-Itutinga-Funil. Desse modo, a geração de energia nessas usinas depende diretamente das vazões defluentes resultantes da operação do reservatório de regularização (Camargos), visando a uma maior aderência do volume útil observado ao desejado (indicado pela curva guia).

No caso da UHE Funil, o comportamento da geração, ao longo do ano, sofre influência também das vazões incrementais, sobretudo, no período de chuvas, conforme já comentado. Portanto a geração de energia neste aproveitamento não sofre uma grande variação mês a mês, pois, no período de chuvas, têm-se as afluências das bacias incrementais (rio das Mortes, rio Capivari), enquanto, no período de estiagem, o nível normal operativo é garantido pelas vazões liberadas por Camargos.

Em termos práticos, adota-se uma rotina matemática de otimização, construída no software MATLAB® a partir da curva guia definida e das

restrições operativas (condições de contorno), facilitando a operação diária do reservatório e da usina de Camargos. Além disto, planilhas eletrônicas auxiliam na operação das usinas de Itutinga e Funil, considerando as vazões defluentes resultantes da otimização de Camargos e as vazões incrementais a jusante.

### **2.3 Dados operacionais da UHE Funil**

As séries de dados operacionais mensais do período de julho/2015 a junho/2017, relevantes para o estudo da pegada hídrica da UHE Funil, estão apresentadas no Anexo A: geração de energia; níveis d'água e área inundada do reservatório; vazões afluentes e vazões defluentes.

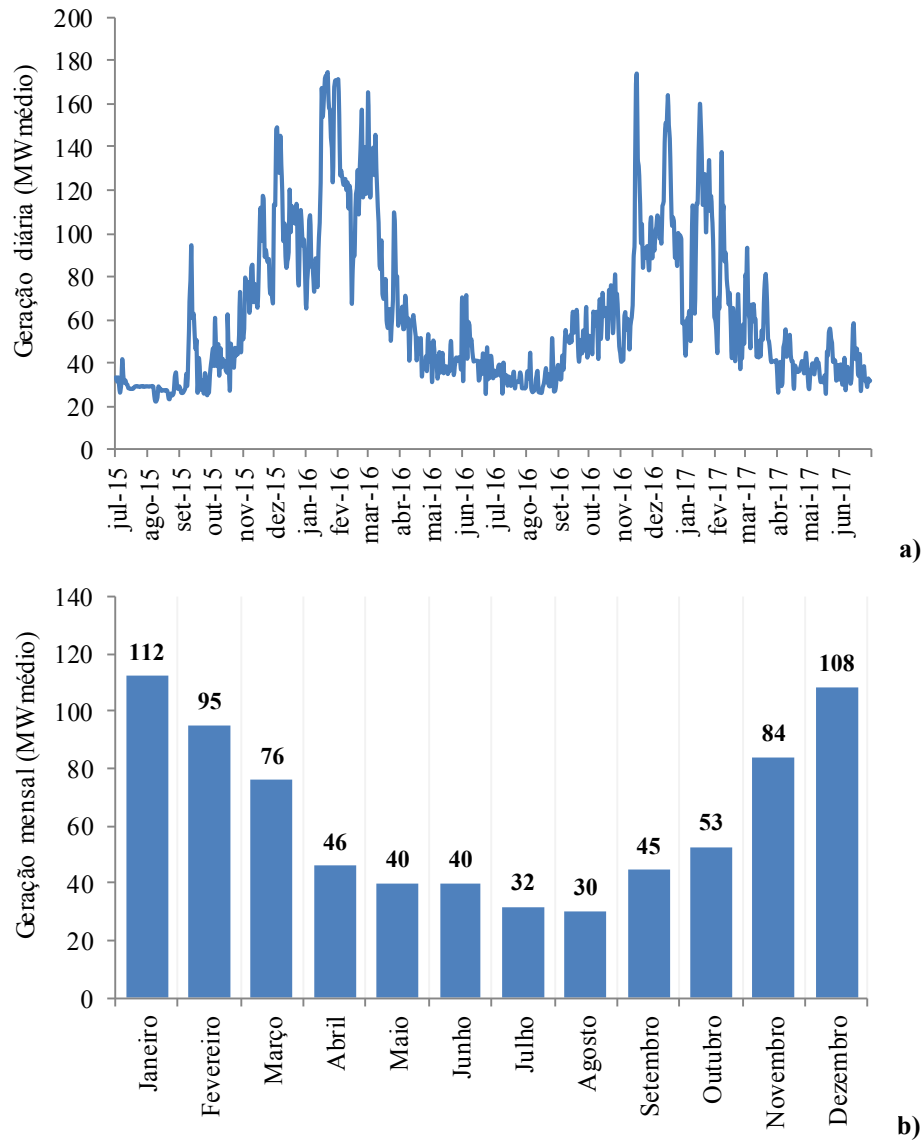
#### ***2.3.1 Geração de energia na UHE Funil***

A geração média da UHE Funil de julho/2015 a junho/2017 foi equivalente a 63 MWmédio, variando entre 23 e 174 MWmédio. O padrão de geração, ao longo do período em estudo, é apresentado na Figura 5, com as mínimas observadas, em julho e agosto, e a geração máxima nos meses de dezembro e janeiro. A geração aumenta, a partir de setembro, atingindo o pico em janeiro, depois diminui até atingir um valor mínimo em agosto.

#### ***2.3.2 Nível d'água operativo e área inundada pelo reservatório do Funil***

Para subsidiar a pesquisa, foram fornecidos dados diários de nível d'água (N.A) do reservatório do Funil, possibilitando estimativas de área inundada e volume armazenado, a partir das curvas cota x área x volume adotadas na operação da usina (Figura 6). Por se tratar de um reservatório a fio d'água, o N.A operacional e, conseqüentemente, o espelho d'água de Funil são praticamente constantes.

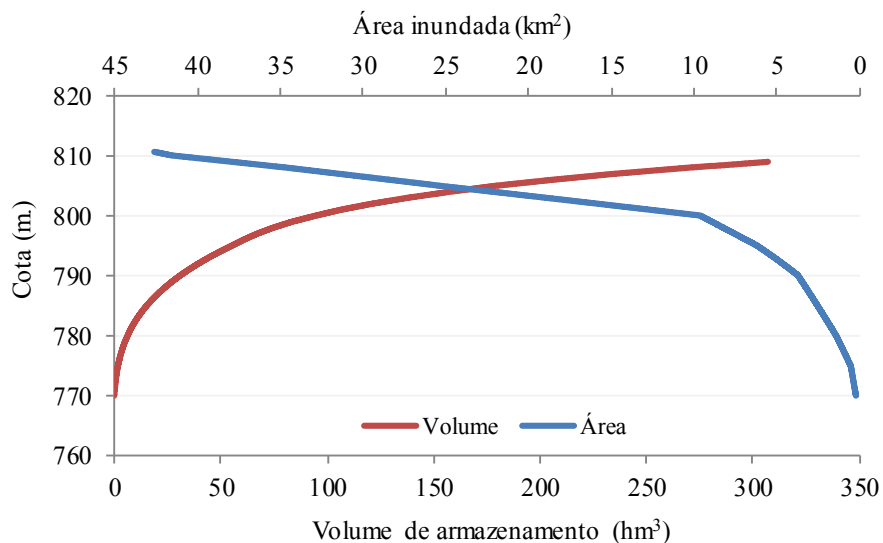
Figura 5 - Geração diária (a) e média mensal (b) da UHE Funil no período em estudo (julho/2015 a junho/2017).



Fonte: CEMIG (2017).



Figura 6 – Curva cota x área x volume do reservatório do Funil.



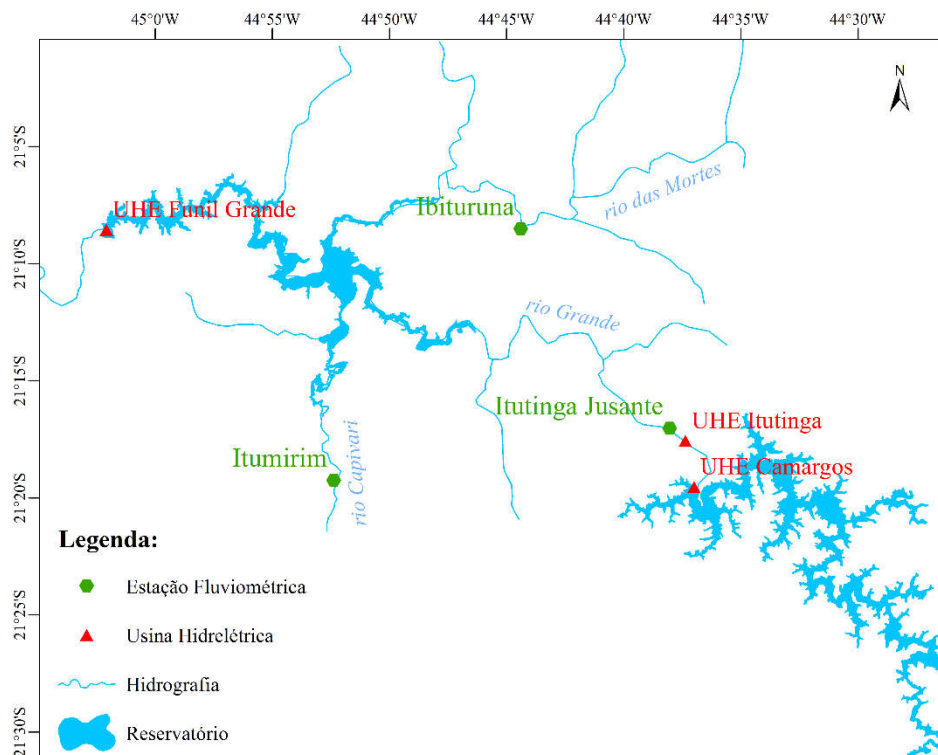
Fonte: CEMIG (2017).

No período em estudo, o N.A oscilou entre as cotas 807,80 e 808,00 m., média na elevação 807,93 m., resultando em uma área inundada média de 34,50 km<sup>2</sup>, com mínima e máxima em 34,09 e 34,74 km<sup>2</sup>, respectivamente. A profundidade média do reservatório foi de 7,7 metros.

### 2.3.3 Vazões afluentes ao reservatório da UHE Funil

Os principais afluentes ao reservatório da UHE Funil são o rio Grande (monitorada na estação Itutinga - Jusante), rio das Mortes (estação fluviométrica Ibituruna) e Capivari (estação Itumirim - Jusante). Ressalta-se que as vazões do rio Grande são regularizadas pelo reservatório de Camargos, enquanto as vazões dos rios das Mortes e Capivari não sofrem influências de reservatórios de acumulação, conforme ilustrado na Figura 7.

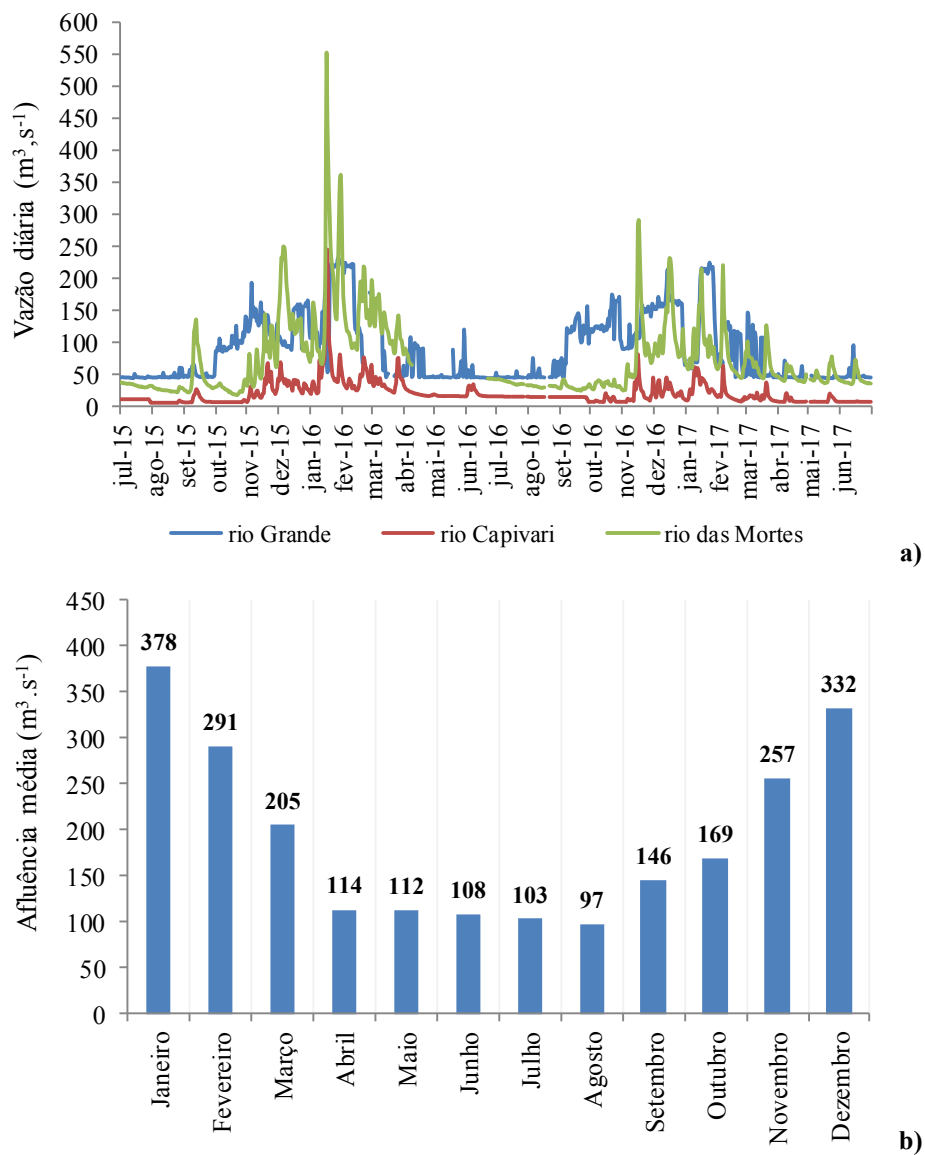
Figura 7 - Localização das estações fluviométricas que monitoram os principais afluentes ao reservatório do Funil: Itutinga Jusante (rio Grande); Ibituruna (rio das Mortes); Itumirim (rio Capivari).



Fonte: Do autor (2018).

As estações de monitoramento ilustradas na Figura 7 controlam 90% da área de drenagem para o reservatório do Funil. Assim, a vazão afluente foi estimada por um fator de multiplicação definido pela razão entre a área total de contribuição e o somatório de áreas das estações. A Figura 8 ilustra o fluviograma de vazões diárias e as médias mensais das afluições ao reservatório da UHE Funil, sendo a média do período em estudo igual a  $193 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ . A maior contribuição, em termos de vazões afluentes, foi do rio Grande (49%), seguido do rio das Mortes (40%) e do rio Capivari (11%).

Figura 8 - Fluviograma de vazões diárias dos principais cursos d'água afluentes ao reservatório da UHE Funil (a), e vazões médias mensais afluentes do período de julho/2015 a junho/2017 (b).



Fonte: CEMIG (2017).

### ***2.3.4 Vazões defluentes do reservatório da UHE Funil***

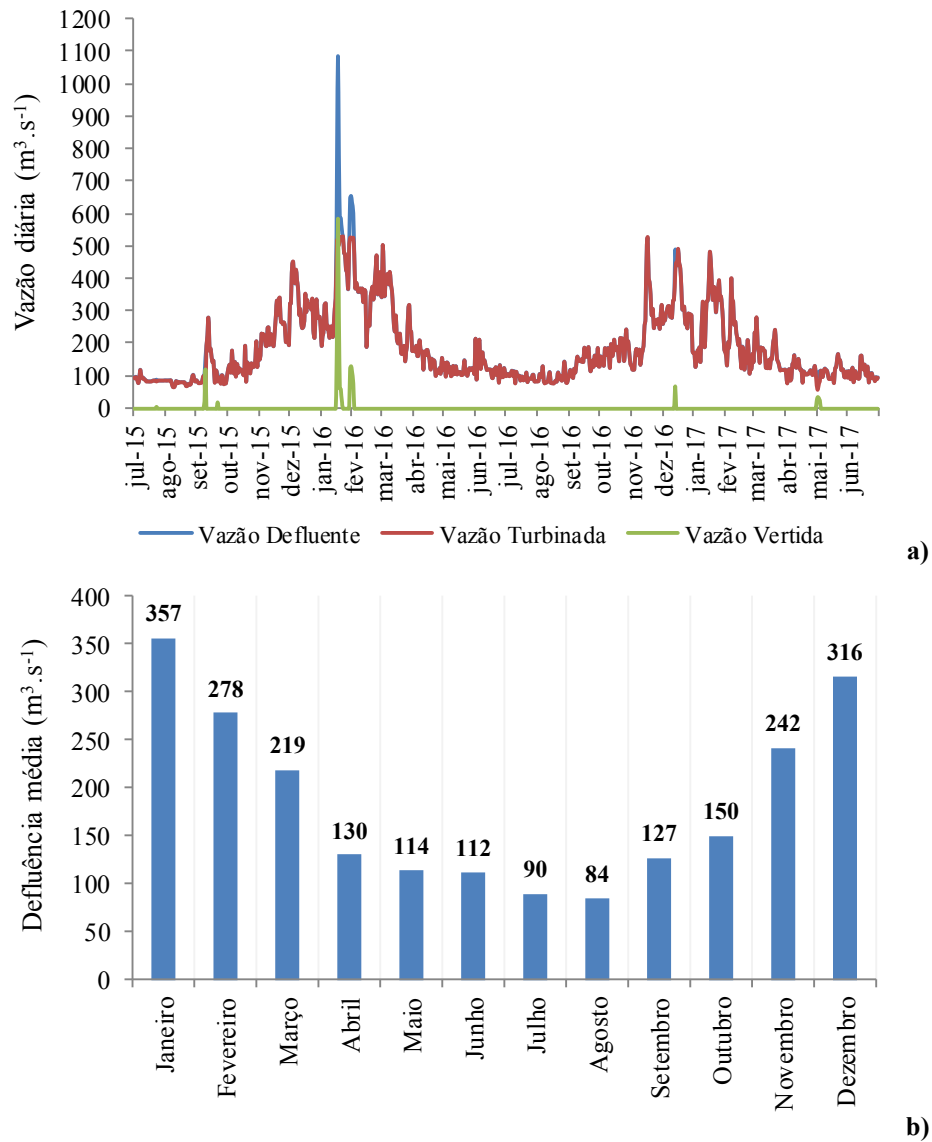
A Figura 9 ilustra as vazões defluentes do reservatório da UHE Funil. A defluência média, no período em estudo foi de  $185 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$ , sendo a vazão média turbinada igual a  $184 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$  e poucos vertimentos (CEMIG, 2017). Observa-se que, por ser uma usina a fio d'água, as distribuições das vazões afluentes (Figura 8b) e defluentes (Figura 9b), ao longo do ano, são iguais e com magnitude muito próximas, com uma diferença na vazão média anual inferior a 5%.

## **2.4 Monitoramento de dados meteorológicos para o estudo da UHE Funil**

Para subsidiar a pesquisa (cálculo da evaporação do reservatório e da evapotranspiração da área inundada), foi realizado o monitoramento de campo no entorno do reservatório da UHE Funil, durante o período de 2 anos, compreendido entre julho de 2015 e junho de 2017, por meio da instalação de 4 estações meteorológicas automáticas, ilustradas nas Figuras 10 e 11.

As variáveis meteorológicas foram monitoradas, no intervalo horário, de forma automática, armazenando dados de temperatura e umidade relativa do ar; velocidade e direção do vento; radiação solar incidente; precipitação e pressão atmosférica. Os valores médios diários dos dados obtidos, nas 4 estações meteorológicas, foram considerados representativos da camada-limite atmosférica sobre o espelho d'água, o que é bastante razoável, considerando-se que as estações foram instaladas no entorno do reservatório da UHE Funil. Estas médias foram adotadas nas estimativas diárias de evaporação e evapotranspiração, necessárias para o cálculo da pegada hídrica.

Figura 9 – Vazões diárias turbinadas e vertidas do reservatório do Funil (a), e vazões médias mensais defluentes do período de julho/2015 a junho/2017 (b).



Fonte: CEMIG (2017).

Figura 10 - Estações meteorológicas instaladas no entorno do reservatório da UHE Funil.



Estação Meteorológica 1  
(21° 08' 16" S; 44° 55' 53" O)



Estação Meteorológica 2  
(21° 11' 20" S; 44° 51' 27" O)



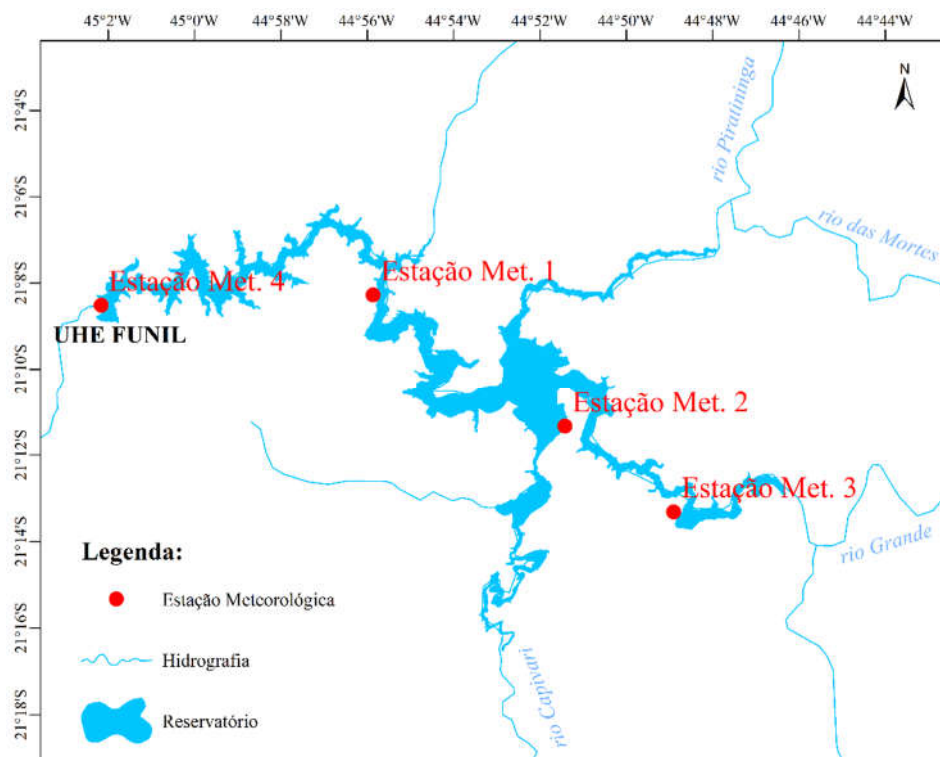
Estação Meteorológica 3  
(21° 13' 18" S; 44° 48' 55" O)



Estação Meteorológica 4  
(21° 08' 30" S; 45° 02' 09" O)

**Fonte:** Do autor (2018).

Figura 11 – Localização das estações meteorológicas de monitoramento, instaladas no entorno do reservatório da UHE Funil.

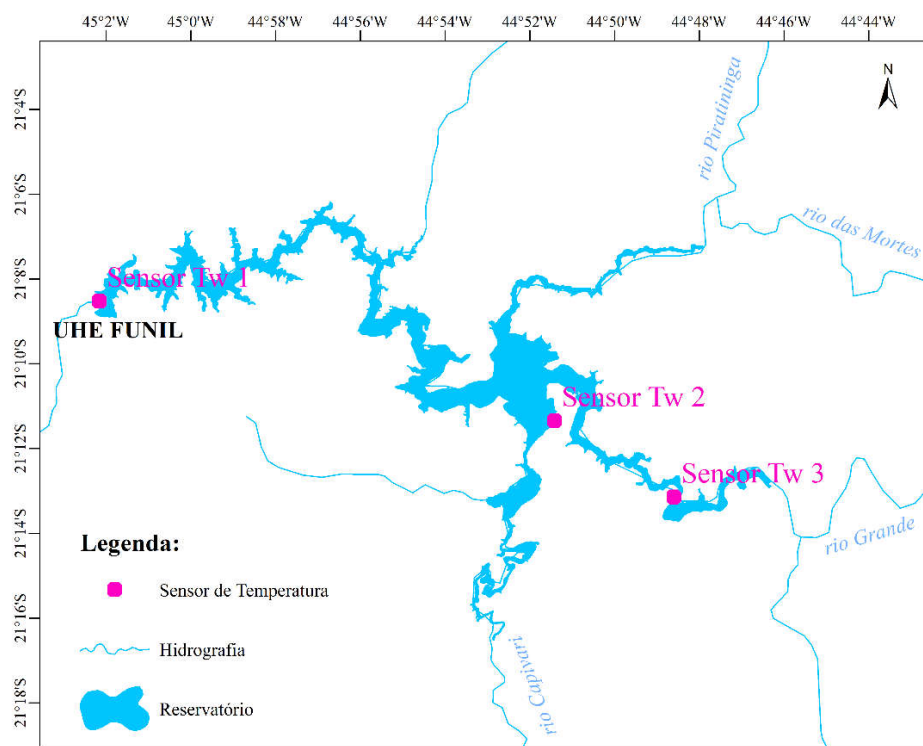


Fonte: Do autor (2018).

## 2.5 Monitoramento da temperatura da água do reservatório do Funil

Além das estações meteorológicas, para subsidiar o estudo de evaporação, foram instalados, em locais distintos no reservatório do Funil, 3 sensores (Figura 12) que monitoraram, no intervalo horário, a temperatura superficial da água durante o ano de 2016. No período de abril a junho de 2017, foi monitorado o perfil vertical da temperatura da água do reservatório, somente no ponto correspondente ao sensor “Tw 3”.

Figura 12 - Localização dos sensores instalados para monitoramento da temperatura superficial da água do reservatório do Funil.



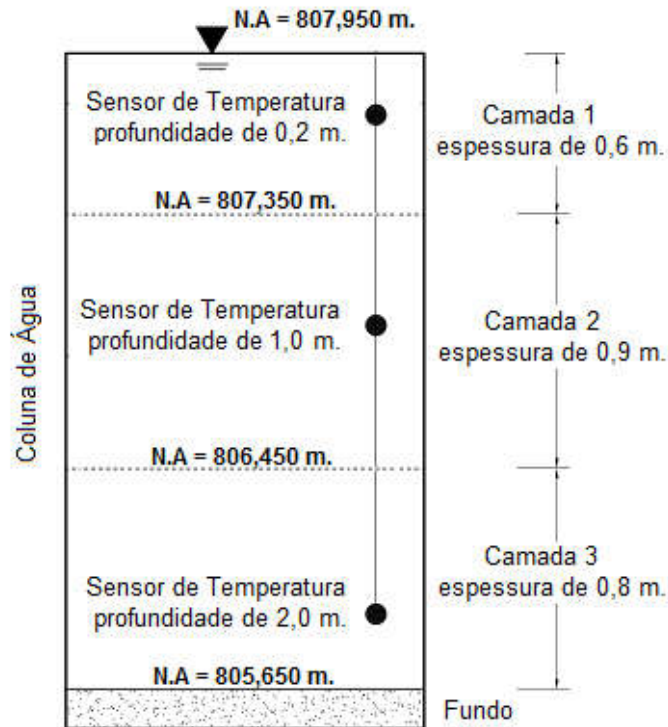
Coordenadas dos sensores: Tw1 (21° 08' 32" S, 45° 02' 10" O); Tw2 (21° 11' 19" S, 44°51' 27" O); Tw3 (21° 13' 08" S, 44° 48' 35" O).

**Fonte:** Do autor (2018).

Em virtude de resultados preliminares obtidos, durante o desenvolvimento da tese, reconfigurou-se o esquema inicial de monitoramento de campo, instalando-se os três sensores de temperatura da água em um mesmo local (no ponto correspondente ao sensor “Tw3”), no reservatório do Funil, medindo-se, no intervalo horário, o perfil vertical desta variável. A Figura 13 ilustra o arranjo preparado em campo para o monitoramento do perfil vertical da temperatura da água, seguindo as recomendações de Giadrossich et al. (2015).



Figura 13 - Esquema do monitoramento do perfil vertical da temperatura da água do reservatório do Funil no ponto correspondente ao sensor “Tw3”.



Fonte: Do autor (2018).

## 2.6 Metodologia de cálculo da evaporação do reservatório do Funil

A variação do método de Penman-Monteith proposta por McJannet et al. (2008) para estimativa de evaporação de reservatórios apresenta a seguinte equação:

$$E = \left( \frac{\Delta_w (R_L - G) + \gamma f(u) (e_w - e_a)}{\Delta_w + \gamma} \right) \frac{1}{\lambda} \quad (2)$$

Em que  $E$  é a evaporação ( $\text{mm.dia}^{-1}$ );  $\lambda$  é o calor latente de vaporização da água à temperatura do ar ( $\text{MJ.kg}^{-1}$ );  $\Delta w$  é a declividade da curva de pressão de saturação de vapor d'água no ar à temperatura da água ( $\text{kPa.}^{\circ}\text{C}^{-1}$ );  $R_L$  é o saldo de radiação ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ );  $G$  é a variação de calor armazenado no corpo d'água ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ );  $f(u)$  é a função associada à velocidade do vento e à área do reservatório ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}.\text{kPa}^{-1}$ );  $e_w$  é a pressão de saturação de vapor d'água à temperatura da água ( $\text{kPa}$ );  $e_a$  é a pressão parcial de vapor d'água no ar à temperatura do ar ( $\text{kPa}$ ); e  $\gamma$  é a constante psicométrica ( $\text{kPa.}^{\circ}\text{C}^{-1}$ ).

Para solução da equação acima, foram necessários os seguintes dados, sendo os dois primeiros fornecidos por CEMIG (2017) e os demais obtidos nas estações meteorológicas instaladas no entorno do reservatório do Funil: área e profundidade média do reservatório; temperatura e umidade relativa do ar; velocidade do vento a 2 metros de altura; radiação solar incidente; e pressão atmosférica.

A sequência de cálculo realizada para estimativa da evaporação do reservatório da UHE Funil pelo método de Penman-Monteith, conforme McJannet et al. (2008), está descrita a seguir.

$$\lambda = 2,501 - (2,361 \times 10^{-3})T_a \quad (3)$$

Em que  $\lambda$  é o calor latente de vaporização ( $\text{MJ.kg}^{-1}$ );  $T_a$  é a temperatura média do ar ( $^{\circ}\text{C}$ ). Para as condições normais de temperatura e pressão,  $\lambda$  é, aproximadamente,  $2,45 \text{ MJ.kg}^{-1}$ .

$$\gamma = (1,63 \times 10^{-3}) \frac{P}{\lambda} \quad (4)$$

Em que  $\gamma$  é a constante psicométrica ( $\text{kPa}\cdot\text{C}^{-1}$ );  $P$  é a pressão atmosférica (KPa).

$$e_s = 0,6108e^{\left(\frac{17,27T_a}{T_a+237,3}\right)} \quad (5)$$

Em que  $e_s$  é a pressão de saturação de vapor d'água no ar à temperatura do ar (kPa), conforme Allen et al. (1998);  $T_a$  é a temperatura média do ar ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$$e_a = \frac{e_s UR}{100} \quad (6)$$

Em que  $e_a$  é a pressão parcial de vapor d'água no ar à temperatura do ar (kPa);  $e_s$  é a pressão de saturação de vapor d'água no ar à temperatura do ar (kPa);  $UR$  é a umidade relativa do ar (%).

$$e_w = 0,6108e^{\left(\frac{17,27T_w}{T_w+237,3}\right)} \quad (7)$$

Em que  $e_w$  é a pressão de saturação de vapor d'água no ar à temperatura da água (kPa);  $T_w$  é a temperatura da água ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$$\Delta w = \frac{4098e_s}{(T_w + 237,3)^2} \quad (8)$$

Em que  $\Delta w$  é a declividade da curva de pressão de saturação de vapor d'água no ar à temperatura da água ( $\text{kPa}\cdot\text{C}^{-1}$ );  $T_w$  é a temperatura da água ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$$f(u) = (3,80 + 1,57u_{10}) \left(\frac{5}{A}\right)^{0,05} \quad (9)$$

Em que  $f(u)$  é a função aerodinâmica ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}.\text{kPa}^{-1}$ );  $A$  é a área média do reservatório ( $\text{km}^2$ );  $u_{10}$  é a velocidade do vento a 10 metros de altura ( $\text{m.s}^{-1}$ ), estimada a partir da velocidade do vento a 2 metros de altura ( $u_2$ ) medida na estação meteorológica (ALLEN et al., 1998):

$$u_{10} = \frac{1}{0,748} u_2 \quad (10)$$

O saldo de radiação " $R_L$ " é a soma do saldo de radiação de ondas curtas com o saldo de radiação de ondas longas, obtida por meio das equações a seguir, indicadas por McJannet et al. (2008).

$$R_L = R_s(1 - a) + (R_i - R_o) \quad (11)$$

Em que  $R_L$  é o saldo de radiação ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ );  $R_s$  é a radiação solar incidente ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ );  $a$  é o albedo da superfície da água (admitida igual a 0,08);  $R_i$  é a radiação de ondas longas de entrada ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ ); e  $R_o$  é a radiação de ondas longas de saída ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ ).

$$R_i = 1 - (1 - C_f)(0,261e^{(-7,77 \times 10^{-4} T_a^2)}) \sigma (T_a + 273,15)^4 \quad (12)$$

Em que  $R_i$  é a radiação de ondas longas de entrada ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ );  $T_a$  é a temperatura média do ar ( $^{\circ}\text{C}$ );  $\sigma$  é a constante de Stefan-Boltzmann (igual a  $4,903 \times 10^{-9} \text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}.\text{K}^{-4}$ );  $C_f$  é a fração de cobertura de nuvens (adimensional), estimada da seguinte maneira (MCJANNET et al., 2008):

$$C_f = 1,1 - \left( \frac{R_s}{(0,75 + (2 \times 10^{-5} h) R_a)} \right) \quad (13)$$

Em que  $C_f$  é a fração de cobertura de nuvens (adimensional);  $R_s$  é a radiação solar incidente ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ );  $h$  é a altitude (metros);  $R_a$  é a radiação solar na ausência ou "topo" da atmosfera ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ ), dada pela equação abaixo:

$$R_a = 37,586 dr (\omega_s \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \sin \omega_s) \quad (14)$$

Em que  $\phi$  é a latitude (radianos, negativo no hemisfério sul);  $\delta$  é a declinação solar (radianos);  $\omega_s$  é o ângulo horário de nascer ou pôr do sol (radianos);  $dr$  é a distância relativa Terra-Sol, definidas por Carvalho et al. (2011):

$$\delta = 0,4093 \sin \left( \frac{2\pi}{365} J - 1,405 \right) \quad (15)$$

$$\omega_s = \arccos(-\tan \phi \tan \delta) \quad (16)$$

$$dr = 1 + 0,033 \cos \left( \frac{2\pi}{365} J \right) \quad (17)$$

Em que  $J$  é o dia juliano (adimensional), equivalente ao número de dias transcorridos desde o dia primeiro de janeiro.

A parcela de radiação de ondas longas de saída ( $R_o$ ), no balanço de energia do método de Penman-Monteith, conforme McJannet et al. (2008), é obtida por:

$$R_o = \varepsilon_w \sigma (T_w + 273,15)^4 \quad (18)$$

Em que  $R_o$  é a radiação de ondas longas de saída ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ );  $\varepsilon_w$  é a emissividade da água (igual a 0,97);  $\sigma$  é a constante de Stefan-Boltzmann (igual a  $4,903 \times 10^{-9} \text{ MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}.\text{K}^{-4}$ );  $T_w$  é a temperatura da superfície da água ( $^{\circ}\text{C}$ ), estimada a partir da temperatura de equilíbrio pela seguinte equação:

$$T_{w,i} = T_e + (T_{w,i-1} - T_e) e^{\left(-\frac{1}{\tau}\right)} \quad (19)$$

Em que  $T_{w,i}$  é a temperatura da água no dia  $i$  ( $^{\circ}\text{C}$ );  $T_{w,i-1}$  é a temperatura da água no dia  $i-1$  ( $^{\circ}\text{C}$ );  $\tau$  é a constante de tempo (dias);  $T_e$  é a temperatura de equilíbrio ( $^{\circ}\text{C}$ ), estimada conforme De Bruin (1982):

$$T_e = T_n + \frac{R_L^*}{4\sigma(T_n + 273,15)^3 + f(u)(\Delta_n + \gamma)} \quad (20)$$

Em que  $T_e$  é a temperatura de equilíbrio ( $^{\circ}\text{C}$ );  $f(u)$  é a função aerodinâmica ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}.\text{kPa}$ );  $\sigma$  é a constante de Stefan-Boltzmann ( $\text{MJm}^2.\text{dia}^{-1}.\text{K}^{-4}$ );  $\gamma$  é a constante psicométrica ( $\text{kPa}.\text{C}^{-1}$ );  $T_n$  é a temperatura do bulbo úmido ( $^{\circ}\text{C}$ );  $\Delta_n$  é a declividade da curva de pressão de saturação de vapor d'água no ar à temperatura do bulbo úmido ( $\text{kPa}.\text{C}^{-1}$ );  $R_L^*$  é o saldo de radiação à temperatura do bulbo úmido ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ ).

$$T_n = \frac{0,066T_a + T_d \left( \frac{4098e_a}{(T_d + 237,3)^2} \right)}{0,066 + \left( \frac{4098e_a}{(T_d + 237,3)^2} \right)} \quad (21)$$

Em que  $T_n$  é a temperatura do bulbo úmido ( $^{\circ}\text{C}$ );  $T_a$  é a temperatura média do ar ( $^{\circ}\text{C}$ );  $e_a$  é a pressão parcial de vapor d'água no ar à temperatura do ar (kPa);  $T_d$  é a temperatura do ponto de orvalho ( $^{\circ}\text{C}$ ), obtida pela equação a seguir (ALLEN et al., 1998).

$$T_d = \frac{237,3 \text{Log} \left( \frac{e_a}{0,6108} \right)}{7,5 - \text{Log} \left( \frac{e_a}{0,6108} \right)} \quad (22)$$

$$\Delta_n = \frac{4098 \left( 0,6108 e^{\left( \frac{17,27T_n}{T_n + 237,3} \right)} \right)}{(T_n + 237,3)^2} \quad (23)$$

Em que  $\Delta_n$  é a declividade da curva de pressão de saturação de vapor d'água no ar à temperatura do bulbo úmido (kPa/ $^{\circ}\text{C}$ );  $T_n$  é a temperatura do bulbo úmido ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$$R_L^* = R_s(1 - a) + (R_i - R_{on}) \quad (24)$$

Em que  $R_L^*$  é o saldo de radiação à temperatura do bulbo úmido ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ );  $R_s$  é a radiação solar incidente ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ ), medida na estação meteorológica;  $a$  é o albedo da superfície da água (igual a 0,08);  $R_i$  é a radiação de ondas longas de entrada ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ ); e  $R_{on}$  é a radiação de ondas longas de saída ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ ), na temperatura do bulbo úmido, obtido por (MCJANNET et al., 2008):

$$R_{on} = \sigma(T_a + 273,15)^4 + 4\sigma(T_a + 273,15)^3(T_n - T_a) \quad (25)$$

Em que  $R_{on}$  é a radiação de ondas longas de saída ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ ) na temperatura do bulbo úmido;  $\sigma$  é a constante de Stefan-Boltzmann (igual a  $4,903 \times 10^{-9} \text{ MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}.\text{K}^{-4}$ );  $T_a$  é a temperatura média do ar ( $^{\circ}\text{C}$ );  $T_n$  é a temperatura do bulbo úmido ( $^{\circ}\text{C}$ ).

A constante de tempo ( $\tau$ , dias) é obtida, conforme De Bruin (1982):

$$\tau = \frac{\rho_w c_w p}{4\sigma(T_n + 273,15)^3 + f(u)(\Delta_n + \gamma)} \quad (26)$$

Em que  $\tau$  é a constante de tempo (dias);  $\rho_w$  é a densidade da água ( $1.000 \text{ kg.m}^3$ );  $c_w$  é o calor específico da água ( $0,0042 \text{ MJ.kg}^{-1}.\text{C}^{-1}$ );  $p$  é a profundidade média do reservatório (metros);  $\sigma$  é a constante de Stefan-Boltzmann (igual a  $4,903 \times 10^{-9} \text{ MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}.\text{K}^{-4}$ );  $\gamma$  é a constante psicométrica ( $\text{kPa}.\text{C}^{-1}$ );  $f(u)$  é a função aerodinâmica ( $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}.\text{kPa}^{-1}$ );  $T_n$  é a temperatura do bulbo úmido ( $^{\circ}\text{C}$ );  $\Delta_n$  é a declividade da curva de pressão de saturação de vapor d'água no ar à temperatura do bulbo úmido ( $\text{kPa}.\text{C}^{-1}$ ).

Por fim, a variação de calor armazenado no reservatório "G", requerido no balanço de energia do método de Penman-Monteith (Equação 2), é estimada pela expressão indicada por Finch (2001):

$$G = \rho_w c_w p (T_{w,i} - T_{w,i-1}) \quad (27)$$

Em que  $G$  é a variação de calor armazenado no reservatório (em  $\text{MJ.m}^2.\text{dia}^{-1}$ );  $\rho_w$  é a densidade da água ( $1.000 \text{ kg.m}^3$ );  $c_w$  é o calor específico da água ( $0,0042 \text{ MJ.kg}^{-1}.\text{C}^{-1}$ );  $p$  é a profundidade média do reservatório (metros);



$T_{w,i}$  é a temperatura da água no dia  $i$  ( $^{\circ}\text{C}$ ); e  $T_{w,i-1}$  é a temperatura da água no dia  $i-1$  ( $^{\circ}\text{C}$ ).

## 2.7 Cálculo da variação de calor armazenado no reservatório do Funil a partir do monitoramento do perfil vertical da temperatura da água

No método proposto por McJannet et al. (2008), a variação de calor armazenado no reservatório é obtida indiretamente, a partir da Equação 27, em função da temperatura da água calculada. De acordo com a literatura, a maneira mais precisa, para estimar a variação de calor armazenado em um reservatório, é a partir de medições do perfil vertical da temperatura da água (DIAS; REIS, 1998; DIAS; ROCHA, 1999; GIADROSSICH et al., 2015).

Assim, durante os meses de abril a junho de 2017, foi monitorada a temperatura da água do reservatório do Funil nas profundidades de 0,2; 1 e 2 metros, conforme ilustrado na Figura 13. Os cálculos da variação do calor armazenado no reservatório, no intervalo diário, foram realizados com base na equação abaixo, proposta por Giadrossich et al. (2015). Desta forma, foi possível avaliar a precisão do método de McJannet et al. (2008), na estimativa indireta da parcela  $G$  adotada no balanço de energia na superfície do reservatório do Funil.

$$G(t) = \frac{\rho_w c_w}{A(t)} \sum_{i=1}^{n_i} V_i \Delta T_i \quad (28)$$

Em que  $G(t)$  é a variação do calor armazenado no reservatório ( $\text{MJ} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{dia}^{-1}$ ) no dia  $t$ ;  $\rho_w$  é a massa específica da água ( $1.000 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$ );  $c_w$  é o calor específico da água ( $0,0042 \text{ MJ} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot ^{\circ}\text{C}^{-1}$ );  $A(t)$  é a área do reservatório ( $\text{km}^2$ ) no dia  $t$ , função do  $N.A$ ;  $n_i$  é o número de camadas (profundidades)  $i$  em que a temperatura da água é monitorada (igual a 3);  $\Delta T_i$  é a variação da temperatura da água ( $^{\circ}\text{C}$ ) observada na profundidade  $i$ , entre os dias  $t$  e  $t-1$ ;  $V_i$  é o volume da

camada do reservatório correspondente à profundidade  $i$  ( $\text{hm}^3$ ), função do N.A e da espessura da camada.

As variáveis necessárias, para aplicação da Equação 28, foram obtidas da seguinte maneira:

- $A(t)$  = obtido da curva cota x área x volume do reservatório do Funil, a partir do N.A(t) diário fornecido por CEMIG (2017). Por se tratar de um reservatório a fio d'água,  $A(t)$  foi praticamente constante, igual a 34,5  $\text{km}^2$ .
- $\Delta T_i = T(t) - T(t-1)$ , obtido do monitoramento da temperatura da água nas diferentes profundidades.
- $V_i$  = apresentados na Tabela 1, obtidos da curva cota x volume do reservatório (Figura 6), a partir dos N.As superior e inferior de cada camada (Figura 13).

Tabela 1 - Volumes das camadas correspondentes aos pontos de monitoramento do perfil vertical da temperatura da água do reservatório do Funil.

Camada	N.A Superior (m.)	N.A Inferior (m.)	Volume Superior ( $\text{hm}^3$ )	Volume Inferior ( $\text{hm}^3$ )	Volume da Camada ( $\text{hm}^3$ )
1	807,950	807,350	267,23	246,81	20,42
2	807,350	806,450	246,81	218,86	27,95
3	806,450	805,650	218,86	196,37	22,49

Fonte: Do autor (2018).

## 2.8 Metodologia de cálculo da evapotranspiração real da área inundada pelo reservatório do Funil

A estimativa da evapotranspiração da área inundada pelo reservatório do Funil foi realizada pelo método de Penman-Monteith, considerando as

características de cada classe de uso e cobertura do solo existente, antes do enchimento do reservatório e calculada, conforme Allen et al. (1998):

$$ETP = \left[ \frac{\Delta(R_L - G) + \rho_a \cdot c_p \frac{(e_s - e_a)}{r_a}}{\Delta + \gamma(1 + \frac{r_s}{r_a})} \right] \left( \frac{f_c}{\lambda \cdot \rho_w} \right) \quad (29)$$

Em que ETP é a evapotranspiração potencial (mm.dia<sup>-1</sup>);  $\Delta$  é a declividade da curva de pressão de saturação de vapor d'água no ar (kPa.°C<sup>-1</sup>);  $e_s$  é a pressão de saturação de vapor d'água no ar (kPa);  $e_a$  é a pressão parcial de vapor d'água no ar (kPa);  $R_L$  é a radiação líquida (MJ.m<sup>2</sup>.s<sup>-1</sup>);  $r_a$  é a resistência aerodinâmica (s.m<sup>-1</sup>);  $r_s$  é a resistência superficial (s.m<sup>-1</sup>), apresentada na Tabela 2;  $G$  é o fluxo de calor para o solo, admitido igual a 0 na escala diária, conforme Allen et al. (1998);  $\rho_a$  é a massa específica do ar, aproximadamente, 1,08 kg.m<sup>-3</sup>;  $\rho_w$  é a densidade da água, igual a 1.000 kg.m<sup>-3</sup>;  $\lambda$  é o calor latente de vaporização, aproximadamente, 2,45 MJ.kg<sup>-1</sup>;  $c_p$  é o calor específico do ar úmido, igual a 0,001013 MJ.kg<sup>-1</sup>.°C<sup>-1</sup>;  $\gamma$  é a constante psicrométrica, aproximadamente, 0,0613 kPa.°C<sup>-1</sup>; e  $f_c$  é um fator de conversão de unidades (de m.s<sup>-1</sup> para mm.dia<sup>-1</sup>), igual a 8,64.10<sup>7</sup>.

A seguir, é apresentada a sequência de cálculo realizada para estimativa da evapotranspiração potencial da área inundada pelo reservatório da UHE Funil pelo método de Penman-Monteith, conforme Allen et al., 1998. A Tabela 2 apresenta os parâmetros de vegetação requeridos.

Tabela 2 - Parâmetros da vegetação para a equação de Penman-Monteith.

Descrição	albedo	altura (m)	resistência superficial “rs” (s.m <sup>-1</sup> )
Pastagem	0,26	0,5	70
Área cultivada	0,20	1,0	40
Mata	0,13	10,0	100
Capoeira	0,18	5,0	150
Campo	0,18	5,0	150
Eucalipto	0,16	5,0	100

**Fonte:** Adaptado de Viola (2011), com Capoeira e Campo classificados com cerrado; e Mata classificada como floresta.

A resistência aerodinâmica ( $r_a$ ) é obtida pelas seguintes expressões:

$$\text{Se } h > 2 \Rightarrow r_a = \frac{\left[ \ln\left(\frac{10 - 0,67h}{0,123h}\right) \ln\left(\frac{10 - 0,67h}{0,0123h}\right) \right]}{0,168u_{10}} \quad (30)$$

$$\text{Se } h \leq 2 \Rightarrow r_a = \frac{\left[ \ln\left(\frac{2 - 0,67h}{0,123h}\right) \ln\left(\frac{2 - 0,67h}{0,0123h}\right) \right]}{0,168u_2}$$

Em que  $r_a$  é a resistência aerodinâmica (s.m<sup>-1</sup>);  $h$  é a altura da vegetação (metros), apresentada na Tabela 2;  $u_2$  é a velocidade do vento a 2 metros de altura (m.s<sup>-1</sup>), observada na estação meteorológica;  $u_{10}$  é a velocidade do vento a 10 metros de altura (m.s<sup>-1</sup>), obtido conforme Allen et al. (1998):

$$u_{10} = u_2 \left[ \frac{\ln\left(\frac{10}{0,123h}\right)}{\ln\left(\frac{2}{0,123h}\right)} \right] \quad (31)$$

A radiação líquida ( $R_L$ ) disponível como fonte de energia para o processo de evapotranspiração é dada pela expressão abaixo (ALLEN et al., 1998):

$$R_L = R_s(1 - a) - \sigma(T_a + 273)^4 \left(0,1 + 0,9 \frac{n}{N}\right) (0,56 - 0,25\sqrt{ea}) \quad (32)$$

Em que  $R_s$  é a radiação solar incidente ( $\text{MJ.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$ ), medida na estação meteorológica;  $a$  é o albedo da cobertura vegetal (apresentado na Tabela 2);  $\sigma$  é a constante de Stefan-Boltzmann (igual a  $4,903 \times 10^{-9} \text{ MJ.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}.\text{K}^{-4}$ );  $T_a$  é a temperatura média do ar ( $^{\circ}\text{C}$ );  $ea$  é a pressão parcial de vapor d'água no ar à temperatura do ar (KPa);  $N$  é a duração do dia ou fotoperíodo (horas), obtido pela equação 33 abaixo apresentada em Allen et al. (1998);  $n$  é o número de horas de insolação ou de brilho solar (horas), estimado pela equação 34, a seguir, modificada de Blanco e Sentelhas (2002).

$$N = \frac{2}{15} \omega_s \quad (33)$$

Em que  $N$  é o fotoperíodo (h);  $\omega_s$  é o ângulo horário de nascer ou pôr do sol (radianos), dado pela Equação 16.

$$\text{Se } \frac{R_s}{R_a} < 0,29 \cos \phi \Rightarrow n = 0 \quad (34)$$

$$\text{Se } \frac{R_s}{R_a} \geq 0,29 \cos \phi \Rightarrow n = \frac{N}{0,52} \left( \frac{R_s}{R_a} - 0,29 \cos \phi \right)$$

Em que  $R_s$  é a radiação solar incidente ( $\text{MJ.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$ );  $N$  é o fotoperíodo (horas);  $\phi$  é a latitude (radianos);  $R_a$  é a radiação solar na ausência ou "topo" da atmosfera ( $\text{MJ.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$ ), obtida pela Equação 14.

Primeiramente foi obtida a evapotranspiração para cada tipo de cobertura vegetal que existia na área inundada pelo reservatório da UHE Funil (Tabela 3). Em seguida, foi obtida, na escala diária, a evapotranspiração média a partir da ponderação pelos percentuais de áreas de cada classe.

Tabela 3 - Classes de uso e cobertura do solo da área inundada pelo reservatório da UHE Funil.

<b>Descrição</b>	<b>Área Ocupada</b>	
Pastagem	23,78 km <sup>2</sup>	68,94%
Corpo d'água <sup>(1)</sup>	7,35 km <sup>2</sup>	21,30%
Área cultivada <sup>(2)</sup>	2,34 km <sup>2</sup>	6,80%
Mata	0,56 km <sup>2</sup>	1,64%
Capoeira	0,32 km <sup>2</sup>	0,94%
Campo	0,09 km <sup>2</sup>	0,26%
Eucalipto	0,04 km <sup>2</sup>	0,12%
<b>Total</b>	<b>34,5 km<sup>2</sup></b>	<b>100%</b>

Notas: (1) trechos dos rios Grande, Ingaí e Mortes. (2) café e culturas temporárias.

**Fonte:** Aliança (2017).

A Tabela 3 foi extraída do Estudo de Impacto Ambiental - EIA da UHE Funil (ALIANÇA, 2017), em que são apresentadas as classes de uso e cobertura do solo, antes do enchimento do reservatório, obtidas de cartas geográficas; levantamento aerofotogramétrico; e levantamento de campo, sobretudo, na área de supressão vegetal (área inundada).

O cálculo da evaporação líquida considera a evapotranspiração real da área alagada pelo reservatório. Assim, foi necessária a definição de valores

mensais do coeficiente "Ks", que representa a relação entre a evapotranspiração real (ETR) e a evapotranspiração potencial (ETP) obtida pela Equação 29.

$$K_s = \frac{ETR}{ETP} \quad (35)$$

O coeficiente Ks varia, conforme a condição de umidade do solo, sendo o valor unitário de Ks representativo da condição de igualdade entre ETR e ETP (BERNARDO; SOARES; MANTOVANI, 2005). Para o reservatório do Funil, foram adotados os 12 valores mensais característicos de "Ks", apresentados na Tabela 4, obtidos a partir das evapotranspirações potencial e real resultantes do Programa SisEvapo v 2.0 com dados de entrada as normais climatológicas 1961 a 1990 (ONS, 2004). O valor médio anual de Ks foi estimado em 0,62.

Tabela 4 - Coeficiente de umidade do solo (Ks) para área inundada pelo reservatório da UHE Funil.

<b>Mês</b>	<b>Ks = ETR / ETP</b>
Janeiro	0,82
Fevereiro	0,80
Março	0,72
Abril	0,65
Maio	0,54
Junho	0,44
Julho	0,41
Agosto	0,36
Setembro	0,41
Outubro	0,59
Novembro	0,71
Dezembro	0,81

**Fonte:** Adaptado de ONS (2004).

## 2.9 Cálculo da evaporação líquida do reservatório do Funil

O conceito de evaporação líquida, amplamente adotado pelo setor elétrico, está associado ao impacto incremental das usinas hidrelétricas nas perdas de água para atmosfera (ONS, 2004). Matematicamente, o seu valor é obtido pela diferença entre a evaporação do reservatório, estimada conforme McJannet et al. (2008), e a evapotranspiração real da área inundada, calculada conforme Allen et al. (1998).

## 2.10 Metodologia de cálculo da pegada hídrica da UHE Funil

Em geral, na literatura, são adotados dois métodos para estimativa da pegada hídrica de usinas hidrelétricas, denominados de método da pegada hídrica bruta ("PH Bruta") e método da pegada hídrica líquida ("PH Líquida"), sendo o primeiro o mais usado mundialmente (BAKKEN et al., 2016; BUENO; MELLO, 2015; COELHO et al., 2017; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; SCHERER; PFISTER, 2016; STRACHAN et al., 2016).

A principal diferença entre estas metodologias está na evaporação considerada como consumo de água para geração de energia. O método da PH Bruta, matematicamente, consiste na evaporação do reservatório dividido pela produção de energia, na escala anual, dada pela seguinte equação:

$$\text{PH Bruta} = \frac{E}{H} \quad (36)$$

Em que PH Bruta é a pegada hídrica bruta ( $\text{m}^3 \cdot \text{GJ}^{-1}$ ); H é a produção anual de energia ( $\text{GJ} \cdot \text{ano}^{-1}$ ); E é o volume anual de evaporação ( $\text{m}^3 \cdot \text{ano}^{-1}$ ), obtido pelo produto da evaporação (m) pela área do reservatório ( $\text{m}^2$ ).



Uma segunda abordagem leva em conta as perdas de água por evapotranspiração da cobertura vegetal da área inundada pelo reservatório, ou seja, considerando o conceito de evaporação líquida (ONS, 2004). Assim, a pegada hídrica estimada pelo método da PH Líquida reflete um impacto incremental, em uma análise com e sem reservatório (BUENO; MELLO, 2015).

$$\text{PH Líquida} = \frac{(E - \text{ETR})}{H} \quad (37)$$

Em que PH Líquida é a pegada hídrica líquida ( $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ ); ETR é o volume anual de evapotranspiração ( $\text{m}^3.\text{ano}^{-1}$ ), obtido pelo produto da evapotranspiração real da cobertura vegetal antecedente (m) pela área inundada do reservatório ( $\text{m}^2$ ).

Em virtude da variabilidade, ao longo do ano da evaporação e da produção de energia, a pegada hídrica da UHE Funil foi calculada também no intervalo mensal, conforme procedido por Bueno, Mello e Alves (2016), Coelho (2016), Fischmann e Chaffe (2016) e Yesuf (2012 apud BAKKEN et al., 2013). Desta forma, foi possível avaliar o comportamento intra-anual da pegada hídrica, verificando-se os meses do ano em que ela é mais crítica, conforme a sazonalidade das variáveis envolvidas em sua estimativa. Assim, o cálculo da pegada hídrica da UHE Funil foi realizado, a partir da evaporação estimada, conforme McJannet et al. (2008); da evapotranspiração real obtida pelo método de Penman-Monteith, conforme Allen et al. (1998); e dos totais de energia elétrica produzida pela usina, fornecidos por CEMIG (2017). A pegada hídrica característica da UHE Funil, para o período em estudo (julho/2015 a junho/2017), foi definida como a média das estimativas mensais, representando assim a variabilidade temporal na evaporação do reservatório (reflexo das condições climáticas) e na geração de energia pela usina.

### **3 RESULTADOS E DISCUSSÃO**

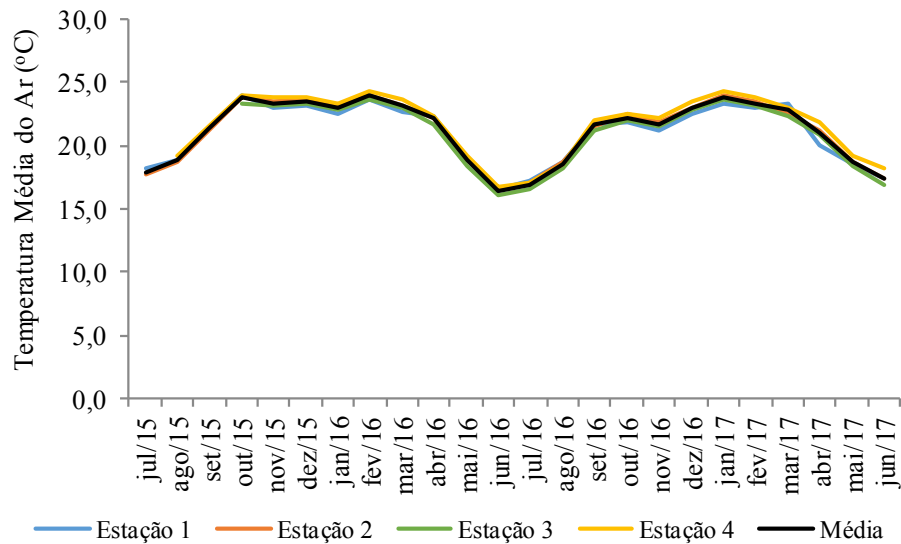
#### **3.1 Caracterização meteorológica da região do reservatório do Funil**

As Figuras 14 a 19 ilustram, respectivamente, o comportamento mensal, ao longo do período de monitoramento de campo (julho/2015 a junho/2017) da temperatura média do ar; umidade relativa do ar; velocidade do vento; radiação solar incidente; precipitação e pressão atmosférica, bem como as médias dos dados observados nas 4 estações meteorológicas instaladas no entorno do reservatório do Funil. O Anexo B apresenta os valores mensais destas variáveis por estação e as suas médias, no período em estudo.

#### **3.2 Termodinâmica do reservatório do Funil**

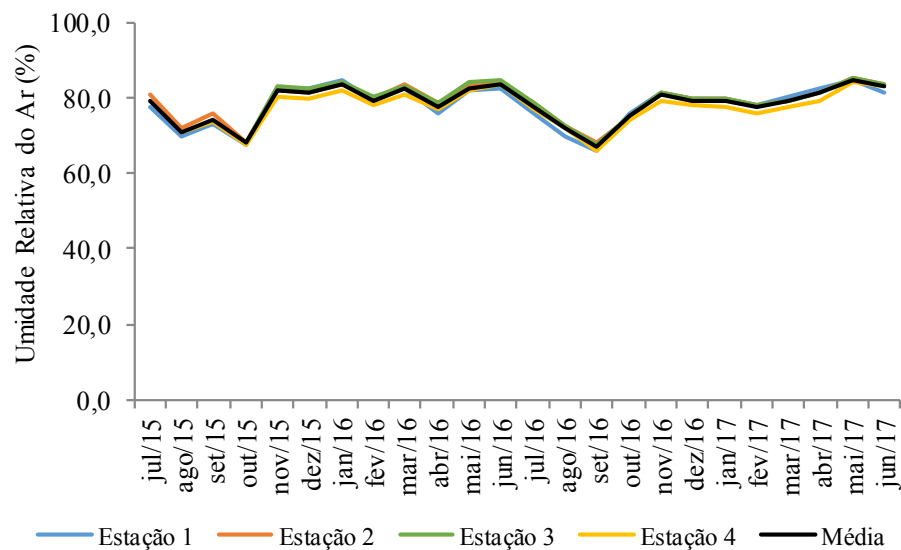
A Figura 20 ilustra o perfil semelhante da temperatura diária da água, observada nos 3 sensores instalados no reservatório do Funil, ao longo do ano de 2016. O Anexo C apresenta os valores mensais por estação e as suas médias. As temperaturas superficiais da água, observadas nos 3 pontos de monitoramento no reservatório do Funil, foram muito próximas, com diferenças médias, diária e mensal, inferiores a 1,0 e 0,5 °C, respectivamente. A Figura 21 apresenta as médias mensais da temperatura superficial da água do reservatório do Funil, obtidas pela média das leituras dos 3 sensores, indicando as menores temperaturas em junho e julho, e as máximas em fevereiro e março.

Figura 14 - Temperatura média do ar observada nas estações meteorológicas.



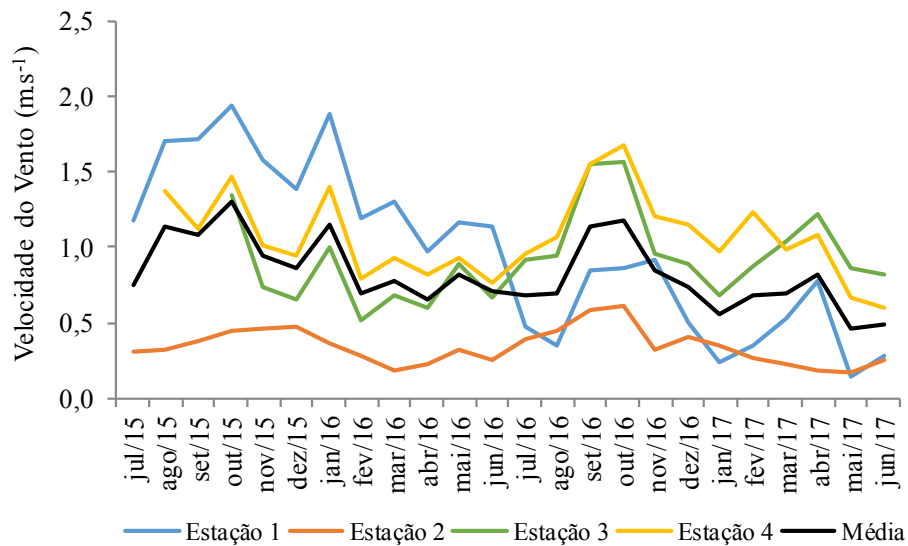
Fonte: Do autor (2018).

Figura 15 – Umidade relativa do ar observada nas estações meteorológicas.



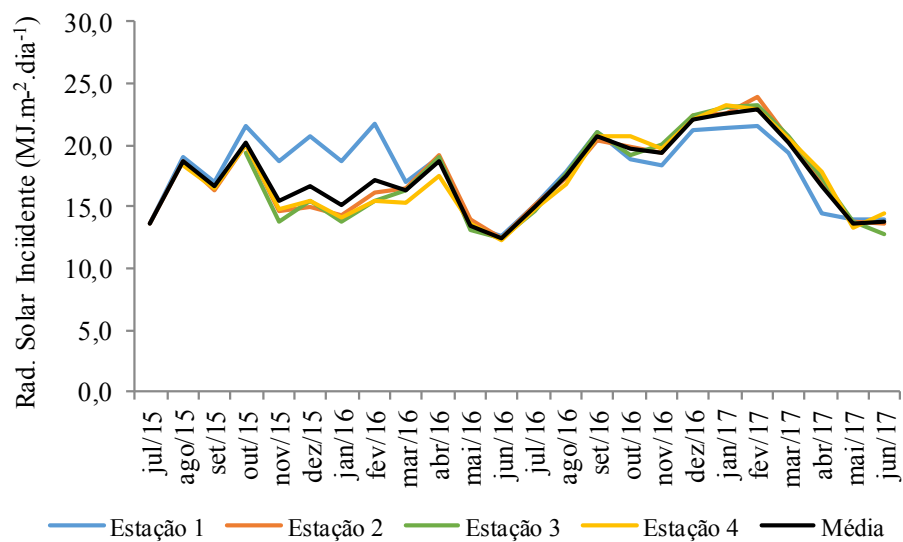
Fonte: Do autor (2018).

Figura 16 – Velocidade do vento a 2 m. observada nas estações meteorológicas.



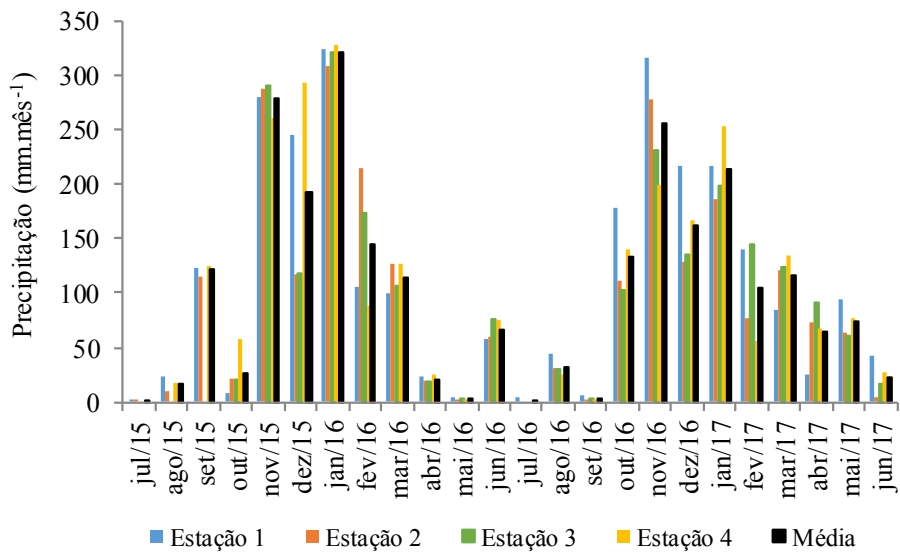
Fonte: Do autor (2018).

Figura 17 – Radiação solar incidente observada nas estações meteorológicas.



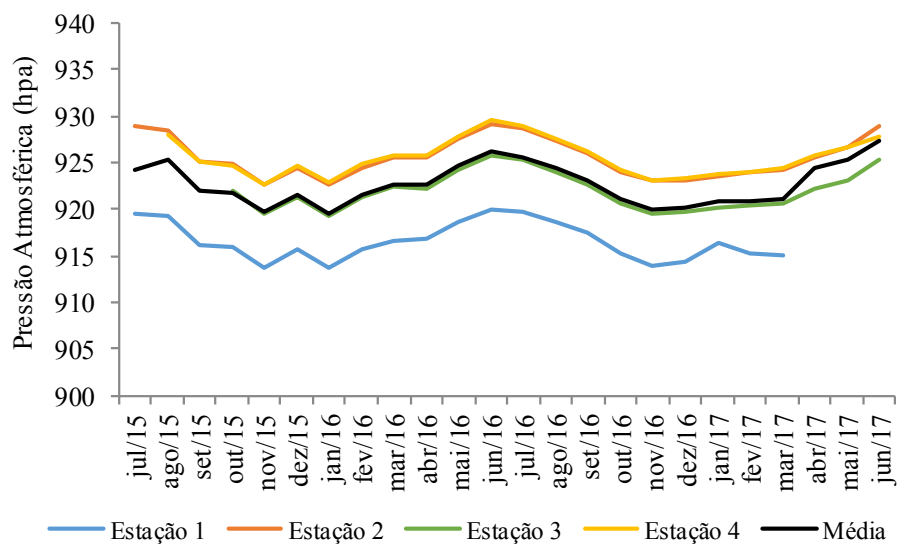
Fonte: Do autor (2018).

Figura 18 – Precipitação observada nas estações meteorológicas.



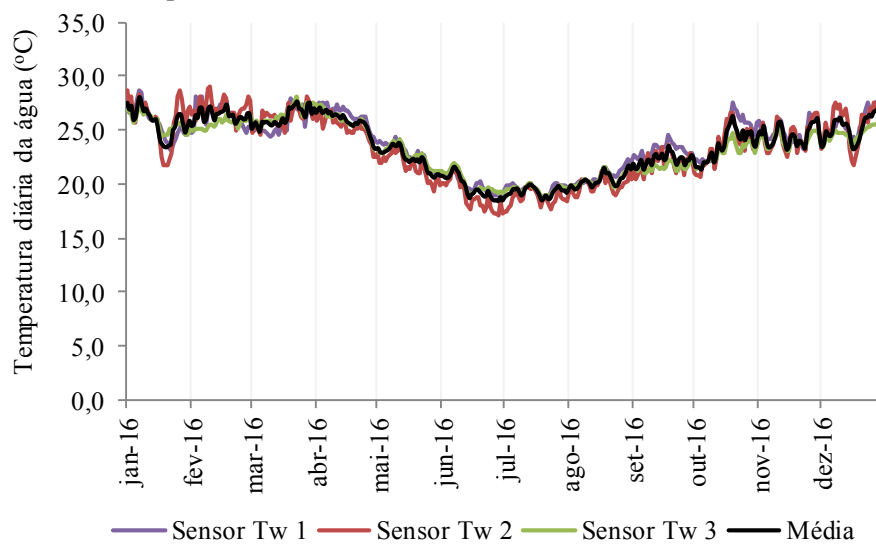
Fonte: Do autor (2018).

Figura 19 – Pressão atmosférica observada nas estações meteorológicas.



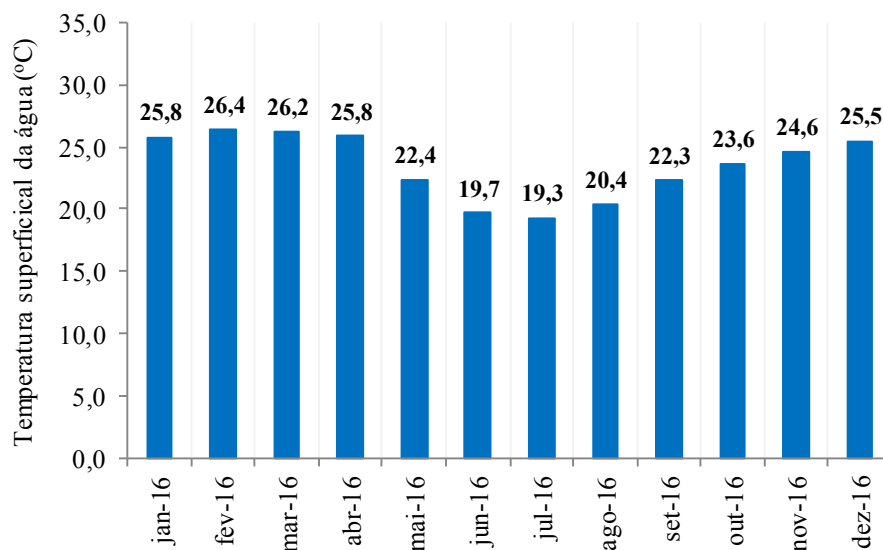
Fonte: Do autor (2018).

Figura 20 - Temperatura superficial da água (diária) obtida nos sensores de temperatura instalados no reservatório da UHE Funil.



Fonte: Do autor (2018).

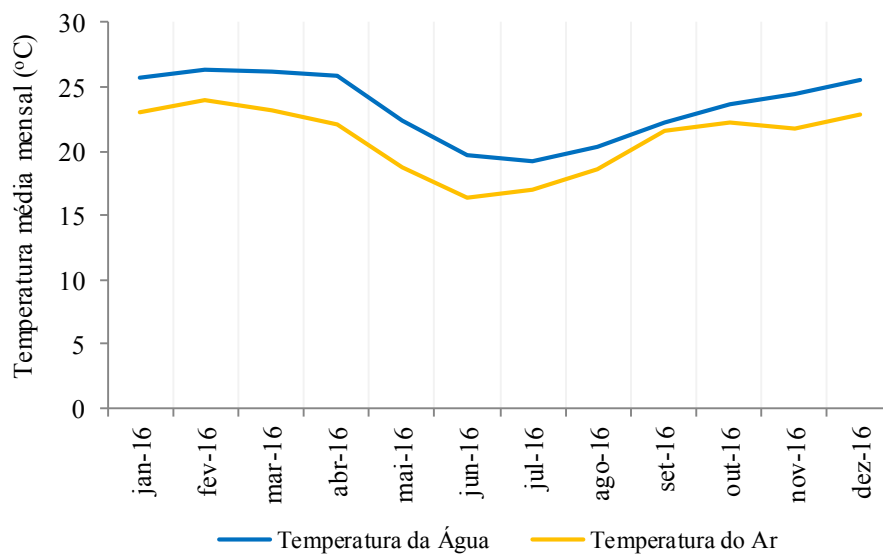
Figura 21 - Temperatura superficial da água do reservatório da UHE Funil: média mensal dos três sensores.



Fonte: Do autor (2018).

Observou-se, conforme ilustrado na Figura 22, que a temperatura superficial da água foi maior do que a temperatura do ar, com diferença média de 2,5 °C, representando uma condição de fluxo de calor sensível para atmosfera (positivo), corroborando com o comportamento identificado em estudos semelhantes (BUENO, 2014; DIAS; KAN, 2008; LENTERS; KRATZ; BOWSER, 2005; REIS; DIAS, 1998). A temperatura superficial da água apresentou um padrão de distribuição sazonal igual ao da temperatura do ar, com valores mínimos no inverno e máximos no verão. A temperatura da água apresenta oscilações bem mais atenuadas do que a temperatura do ar medida, em função da sua maior capacidade térmica.

Figura 22 - Temperatura média do ar e da superfície do reservatório do Funil.



Fonte: Do autor (2018).

A Tabela 5 resume os resultados obtidos no monitoramento, no intervalo horário, do perfil vertical da temperatura da água do reservatório do Funil. Verificou-se, durante o período de medição, um perfil vertical de temperatura da água homogêneo, ou seja, com pouca variação entre a temperatura na superfície e no fundo do reservatório, condizente com o comportamento isotérmico observado nas campanhas do programa de monitoramento limnológico do reservatório da UHE Funil (ALIANÇA, 2017).

Tabela 5 - Monitoramento do perfil vertical da temperatura da água do reservatório do Funil.

Data	Temperatura Diária (°C)	Profundidade vertical			Temperatura Média (°C)
		0,2 m.	1,0 m.	2,0 m.	
Abril / 2017	Mínima	22,7	22,8	22,0	24,5
	Média	24,8	24,7	23,8	
	Máxima	26,3	26,0	25,0	
Maio / 2017	Mínima	21,0	21,0	20,3	22,0
	Média	22,3	22,2	21,4	
	Máxima	23,4	23,2	22,4	
Junho / 2017	Mínima	19,5	19,5	18,8	20,6
	Média	20,9	20,9	20,1	
	Máxima	22,2	22,1	21,2	

Fonte: Do autor (2018).

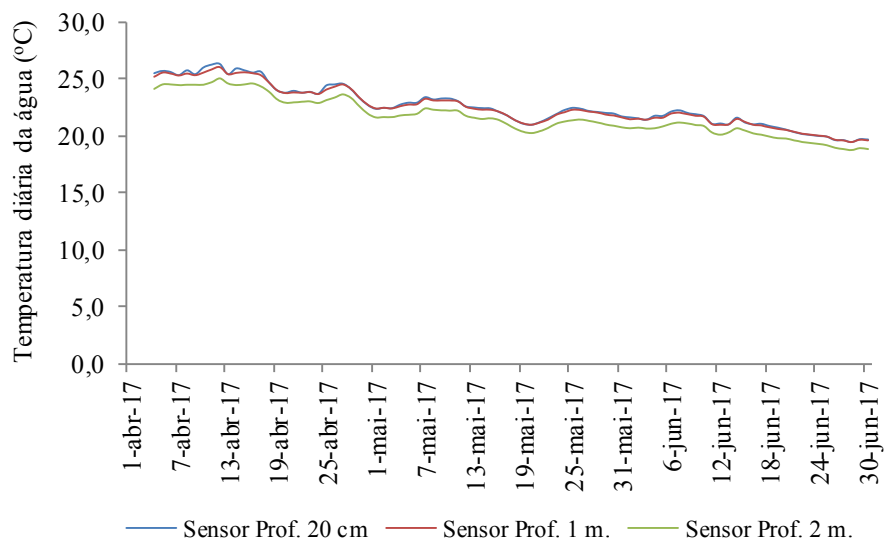
Em síntese, pode-se constatar que:

- O comportamento da temperatura da água, ao longo dos meses monitorados, foi igual entre as 3 profundidades, com um decréscimo de temperatura de abril para junho de 2017 (Figura 23).
- Praticamente não houve diferença entre as temperaturas medidas na profundidade de 0,2 e 1 metro. A temperatura da água foi menor na profundidade de 2 metros, em cerca de -0,9 °C.



- As variações diárias da temperatura da água foram próximas entre as 3 profundidades de medição, ligeiramente maior no sensor instalado na superfície do reservatório, por causa da radiação solar incidente.

Figura 23 - Temperatura diária da água nos sensores instalados em diferentes profundidades no reservatório da UHE Funil.



Fonte: Do autor (2018).

### 3.2.1 Temperatura superficial da água do reservatório do Funil calculada conforme McJannet et al. (2008)

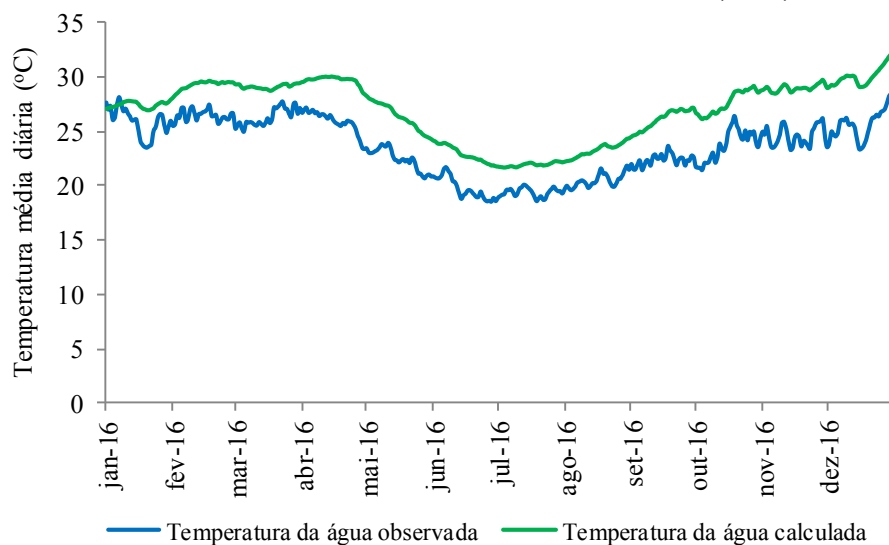
De acordo com McJannet et al. (2008), a temperatura superficial da água pode ser estimada, a partir do conceito de temperatura de equilíbrio, proposto por De Bruin (1982). O monitoramento da temperatura da água, durante o ano de 2016, possibilitou avaliar a precisão do método de McJannet et al. (2008), na estimativa da temperatura superficial da água do reservatório do Funil, cujos resultados são apresentados na Tabela 5. Verificou-se que o método de McJannet et al. (2008) conseguiu captar bem as variações sazonais, na temperatura superficial da água observada, conforme ilustrado na Figura 24.

Tabela 5 - Temperatura superficial da água do reservatório do Funil, observada e calculada conforme McJannet et al. (2008).

Data	Temperatura da água observada (°C)	Temperatura da água calculada (°C)	Diferença (°C)
Janeiro / 16	25,8	27,5	1,7
Fevereiro / 16	26,4	29,3	2,9
Março / 16	26,2	29,1	2,9
Abril / 16	25,8	29,7	3,9
Mai / 16	22,4	26,4	4,1
Junho / 16	19,7	23,0	3,3
Julho / 16	19,3	22,0	2,7
Agosto / 16	20,4	23,3	2,9
Setembro / 16	22,3	26,1	3,8
Outubro / 16	23,6	27,7	4,1
Novembro / 16	24,5	29,0	4,5
Dezembro / 16	25,5	30,1	4,6

Fonte: Do autor (2018).

Figura 24 - Temperatura superficial da água do reservatório da UHE Funil, observada e calculada conforme McJannet et al. (2008).



Fonte: Do autor (2018).

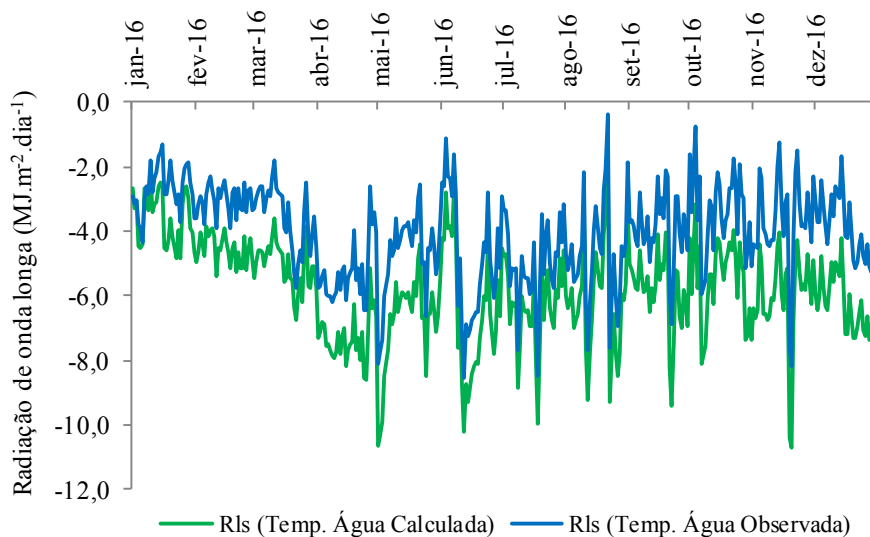
O comportamento intra-anual foi semelhante entre as temperaturas da água calculada e observada, com mínimas no inverno (junho, julho) e máximas no verão (dezembro a março). A temperatura da água calculada foi sistematicamente superior à temperatura da água observada, com diferença média diária de 3,4 °C. McJannet et al. (2008) encontraram diferenças entre a temperatura da água (diária) calculada e observada inferiores a 6%, em 7 reservatórios localizados na Austrália (bacias dos rios Murray e Darling).

### ***3.2.2 Emissão de radiação de ondas longas pelo espelho d'água e variação de calor armazenado no reservatório do Funil***

A equação de Penman-Monteith, proposta por McJannet et al. (2008), para estimativa da evaporação de reservatórios, leva em conta no balanço de energia, o saldo de radiação (radiação líquida) na superfície do corpo d'água, obtido pela diferença entre a absorção de radiação de ondas curtas incidente e a emissão de radiação de ondas longas, sendo esta dependente diretamente da temperatura da água. Observou-se, conforme ilustrado na Figura 25, que a emissão de radiação de ondas longas pelo espelho d'água do reservatório do Funil, estimada a partir da temperatura da água calculada, foi maior (em valor absoluto) do que o obtido, a partir da temperatura da água observada, uma vez que a temperatura da água calculada foi maior do que temperatura da água observada. A diferença média encontrada foi de  $-1,7 \text{ MJ.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$ , equivalente a  $-0,7 \text{ mm.dia}^{-1}$  de lâmina d'água evaporada.

Além da emissão de radiação de ondas longas, a temperatura da água influencia também na parcela G (variação de calor armazenado no reservatório) do balanço de energia realizado para cálculo da evaporação. Os valores médios (diário e mensal) de G calculados, a partir dos dados do monitoramento do perfil vertical da temperatura da água e conforme Giadrossich et al. (2015), são apresentados na Tabela 6.

Figura 25 - Emissão de radiação de ondas longas pelo reservatório do Funil, obtida a partir da temperatura da água observada e calculada.



Fonte: Do autor (2018).

Tabela 6 - Variação de calor armazenado no reservatório do Funil (parcela G do balanço de energia) calculada a partir do perfil vertical de temperatura da água observado.

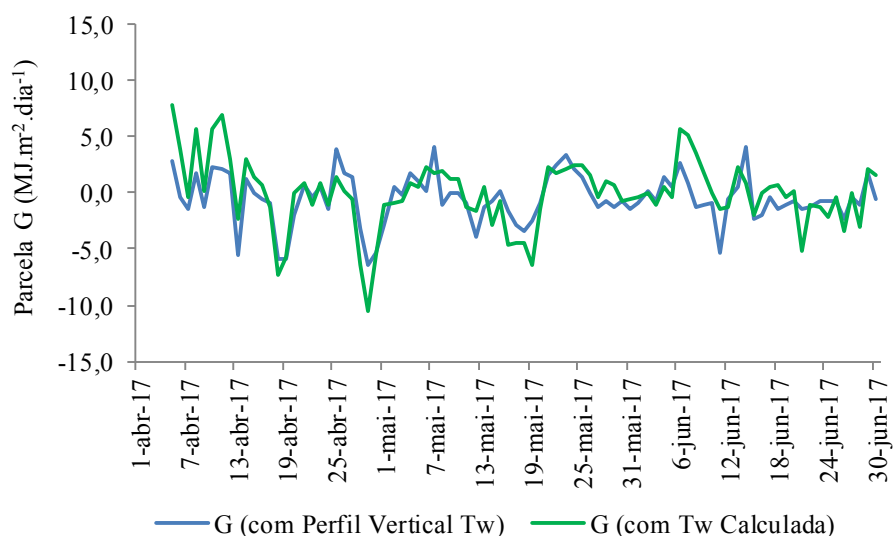
Data	Variação de calor armazenado no reservatório	
	MJ.m <sup>2</sup> .dia <sup>-1</sup>	MJ.m <sup>2</sup> .mês <sup>-1</sup>
Abril / 17	-0,8	-20,9
Mai / 17	-0,3	-9,6
Junho / 17	-0,6	-16,8

Fonte: Do autor (2018).

Os valores negativos de G, na Tabela 6, significam que, nesta época do ano, houve liberação de calor pelo reservatório (redução da temperatura da água), contribuindo para o balanço de energia, ou seja, maior energia disponível para a evaporação.

Os valores de G obtidos, a partir do monitoramento do perfil vertical da temperatura da água, foram adotados para avaliar a precisão do método de McJannet et al. (2008) na estimativa da variação diária de calor armazenado no reservatório da UHE Funil. Assim, a Figura 26 ilustra a variação de calor armazenado no reservatório do Funil estimada, a partir do perfil de temperatura da água observado, bem como pela temperatura da água calculada conforme McJannet et al. (2008).

Figura 26 - Variação de calor armazenado no reservatório do Funil (parcela G) estimada a partir do perfil de temperatura da água observado e pela temperatura da água calculada conforme McJannet et al. (2008).



Fonte: Do autor (2018).

O método de McJannet et al. (2008) simulou de forma adequada o comportamento diário da parcela G, ao longo dos meses de monitoramento do perfil vertical da temperatura da água do reservatório do Funil, captando as variações de calor armazenado neste reservatório decorrentes dos gradientes de temperatura da água.

Em geral, as parcelas G obtidas, a partir do perfil vertical observado da temperatura da água, foram ligeiramente maiores do que os valores estimados conforme McJannet et al. (2008). A diferença média foi de  $0,5 \text{ MJ.m}^{-2}.\text{dia}^{-1}$ , equivalente a  $0,2 \text{ mm.dia}^{-1}$  de lâmina d'água evaporada. Portanto pode-se concluir que a variação de calor armazenado no reservatório do Funil, obtida pelo método de McJannet et al. (2008), apresentou-se coerente com os valores calculados a partir do perfil vertical observado da temperatura da água. Isto representa uma grande vantagem deste método, que permite estimativas da evaporação diária de reservatórios sem a necessidade do monitoramento da temperatura da água, tornando-o de grande aplicabilidade.

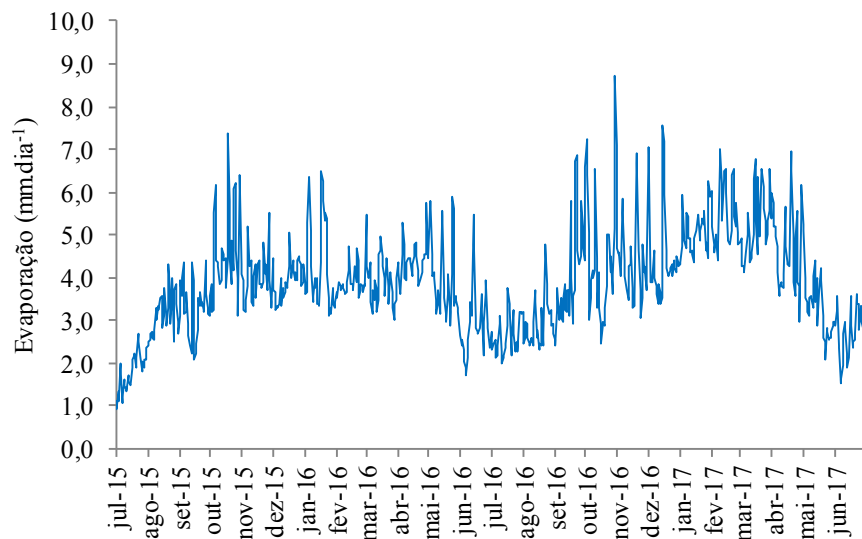
### **3.3 Evaporação do reservatório da UHE Funil**

A evaporação média diária do reservatório do Funil, no período de julho/2015 a junho/2017, obtida pelo método de Penman-Monteith, conforme McJannet et al. (2008), foi igual a  $3,9 \text{ mm.dia}^{-1}$ , com o mínimo e máximo de  $0,9$  e  $7,5 \text{ mm.dia}^{-1}$ , respectivamente. Na Figura 27, apresenta-se o comportamento temporal da evaporação diária do reservatório do Funil no período em estudo.

As variações de valores na escala diária estão associadas a condições meteorológicas distintas ao longo do período de estudo. Isto significa que, no intervalo diário, os valores máximos e mínimos estimados de evaporação são bastante sensíveis às medidas em campo de valores extremos da temperatura e umidade do ar, velocidade do vento e, principalmente, radiação solar (que, além da época do ano, depende de condições momentâneas, como, por exemplo, ocorrência de chuvas, tempo nublado ou com céu aberto).

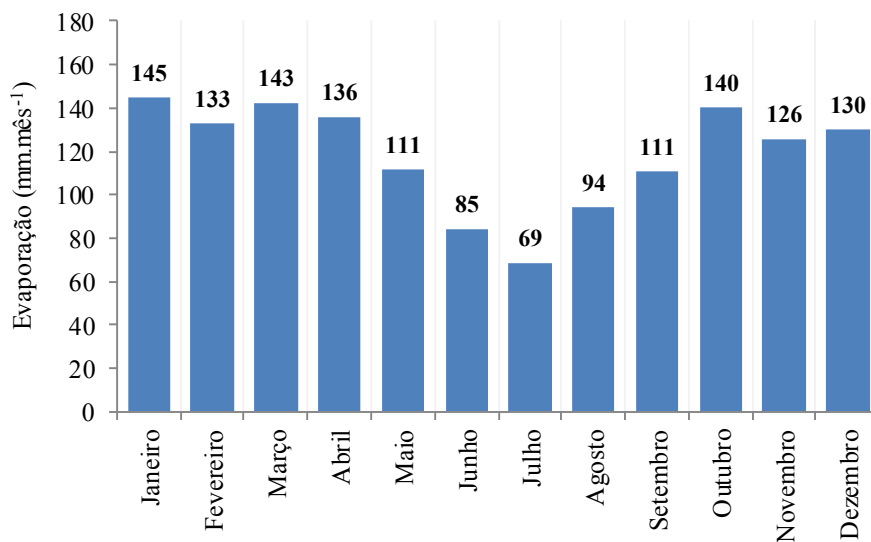
A Figura 28 ilustra as evaporações médias mensais do reservatório do Funil, características do período em estudo. A partir destes valores, a evaporação anual do reservatório da UHE Funil foi estimada em  $1.422 \text{ mm.ano}^{-1}$ .

Figura 27 - Evaporação diária do reservatório da UHE Funil para o período de julho/2015 a junho/2017, obtida pelo método de Penman-Monteith, conforme McJannet et al. (2008).



Fonte: Do autor (2018).

Figura 28 - Evaporação média mensal do reservatório da UHE Funil.



Fonte: Do autor (2018).

O Anexo D apresenta a série mensal de evaporação do reservatório da UHE Funil, obtida pelo acumulado das taxas diárias, no período de julho/2015 a junho/2017.

A evaporação do reservatório da UHE Funil segue o padrão de distribuição temporal das variáveis que influenciam no processo, sobretudo, da radiação solar. Assim, nos meses de maior radiação solar incidente e temperatura do ar (dezembro a fevereiro, e outubro), foram estimadas as maiores taxas de evaporação, enquanto, nos meses de menor radiação (junho e julho), obtiveram-se os menores valores de evaporação.

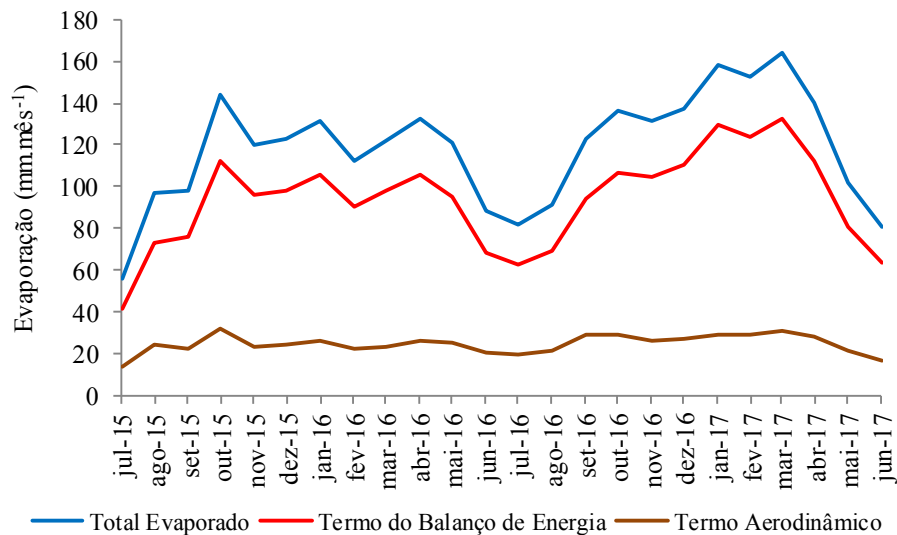
A velocidade do vento e a umidade relativa do ar também influenciam na evaporação, porém, com menor sensibilidade do método de Penman-Monteith a estas variáveis. Para o reservatório do Funil, aproximadamente, 80% do valor estimado da evaporação é pela parcela do balanço de energia, conforme ilustrado na Figura 29, sobretudo, pelo saldo de radiação. O termo de transferência de massa (aerodinâmico) tem um peso menor, na estimativa da evaporação, corroborando com relatado por Bueno (2014).

### **3.4 Evapotranspiração real da área inundada pelo reservatório do Funil**

A evapotranspiração real da área inundada pelo reservatório do Funil, obtida pelo método de Penman-Monteith, conforme Allen et al. (1998), apresentou um valor médio diário igual a  $2,3 \text{ mm.dia}^{-1}$ , com o mínimo e máximo de  $0,4$  e  $5,4 \text{ mm.dia}^{-1}$ , respectivamente. A Figura 30 ilustra a distribuição temporal da evapotranspiração diária da área inundada pelo reservatório do Funil no período em estudo. O Anexo D apresenta a série mensal de evapotranspiração real, obtida pelo acumulado das taxas diárias, no período de julho/2015 a junho/2017.

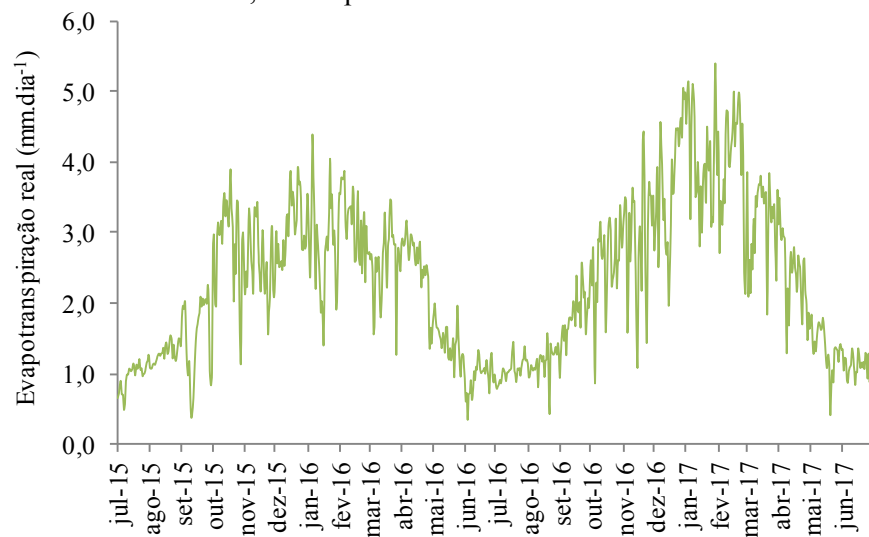


Figura 29 - Componentes da estimativa da evaporação do reservatório do Funil.



Fonte: Do autor (2018).

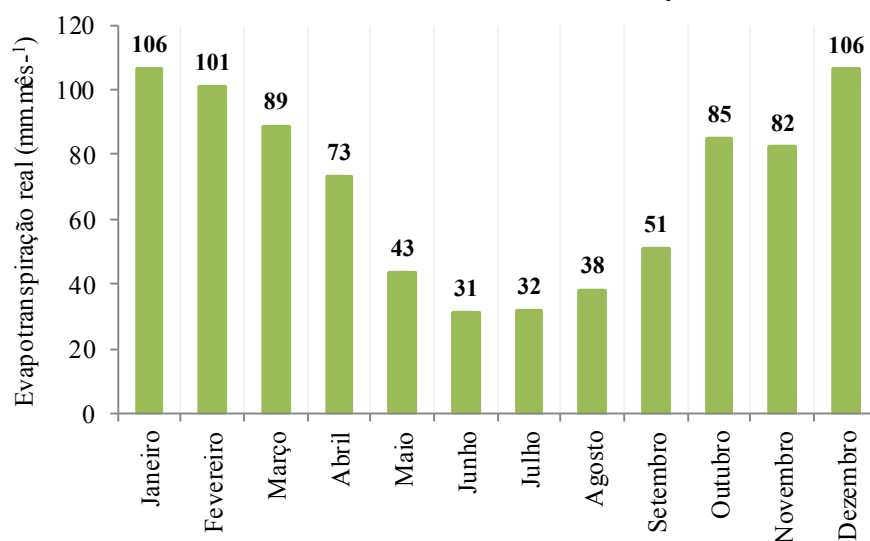
Figura 30 - Evapotranspiração real diária da área inundada pelo reservatório da UHE Funil, obtida pelo método de Penman-Monteith.



Fonte: Do autor (2018).

A Figura 31 ilustra as médias mensais de evapotranspiração real, com distribuição igual ao padrão sazonal da radiação solar incidente, com taxas mínimas em junho e julho e máximas em dezembro e janeiro. A partir destes valores, a evapotranspiração real da área inundada pelo reservatório da UHE Funil foi estimada em  $837 \text{ mm.ano}^{-1}$ , equivalente a 67% da precipitação média anual observada no período em estudo.

Figura 31 - Evapotranspiração real (média mensal) da área inundada pelo reservatório da UHE Funil, característica do período estudado.



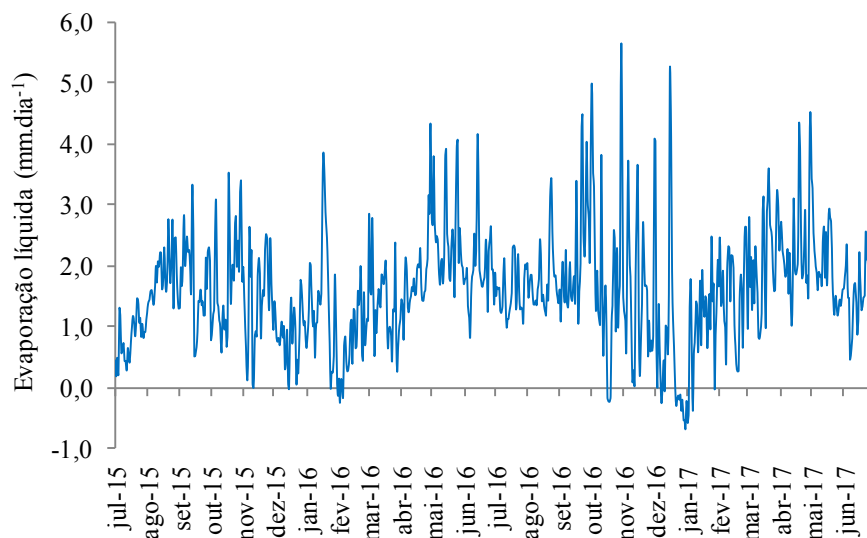
Fonte: Do autor (2018).

### 3.5 Evaporação líquida do reservatório da UHE Funil

Um conceito bastante utilizado pelo setor elétrico é de evaporação líquida, que consiste na diferença entre a evaporação (E) do reservatório e a evapotranspiração real ( $E_{TR}$ ) da área inundada por ele (ONS, 2004). Assim, de posse dos valores mensais de E e  $E_{TR}$  foi possível estimar a evaporação líquida do reservatório da UHE Funil pela subtração de  $E_{TR}$  da E.

A evaporação líquida do reservatório do Funil apresentou um valor médio diário igual a  $1,6 \text{ mm.dia}^{-1}$ , variando de  $-0,7$  a  $5,6 \text{ mm.dia}^{-1}$ , conforme ilustrado na Figura 32.

Figura 32 - Evaporação líquida diária do reservatório da UHE Funil.



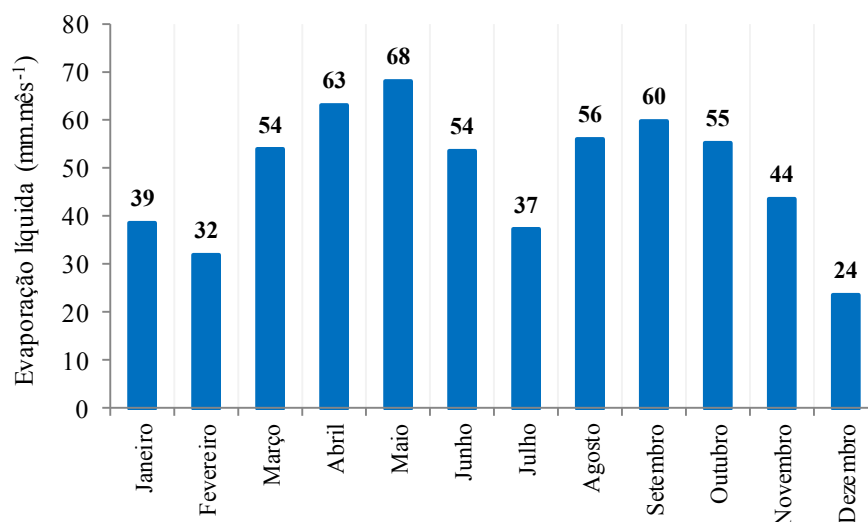
Fonte: Do autor (2018).

Observam-se alguns dias (destaque para janeiro de 2017) com valores negativos de evaporação líquida, ou seja, evapotranspiração real ( $E_{TR}$ ) maior do que evaporação ( $E$ ). Uma vez que os dados meteorológicos adotados nos cálculos de  $E$  e  $E_{TR}$  são os mesmos, especialmente a radiação solar, os valores negativos de evaporação líquida são referentes à variação do calor armazenado no corpo d'água ( $G$ ). No cálculo da evaporação, o método de Penman-Monteith, conforme McJannet et al. (2008), considera a parcela  $G$  no balanço de energia. No caso da evapotranspiração, o método de Penman-Monteith desconsidera esta parcela, admitindo que o fluxo de energia para o solo, na escala diária, é igual a zero (ALLEN et al., 1998). Portanto os dias de evaporação líquida negativa correspondem àqueles com maiores valores (positivos) de variação do calor

armazenado no reservatório, ou seja, quando o corpo d'água está armazenando mais energia proveniente da radiação solar incidente, reduzindo o saldo disponível para o processo de evaporação.

O Anexo D apresenta a série mensal de evaporação líquida, obtida pelo acumulado das taxas diárias, no período de julho/2015 a junho/2017. A Figura 31 ilustra as médias mensais de evaporação líquida, características do período em estudo. A partir destes valores, a evaporação líquida anual do reservatório da UHE Funil foi estimada em  $584 \text{ mm.ano}^{-1}$ .

Figura 31 - Evaporação líquida (média mensal) do reservatório da UHE Funil, característica do período de julho/2015 a junho/2017.

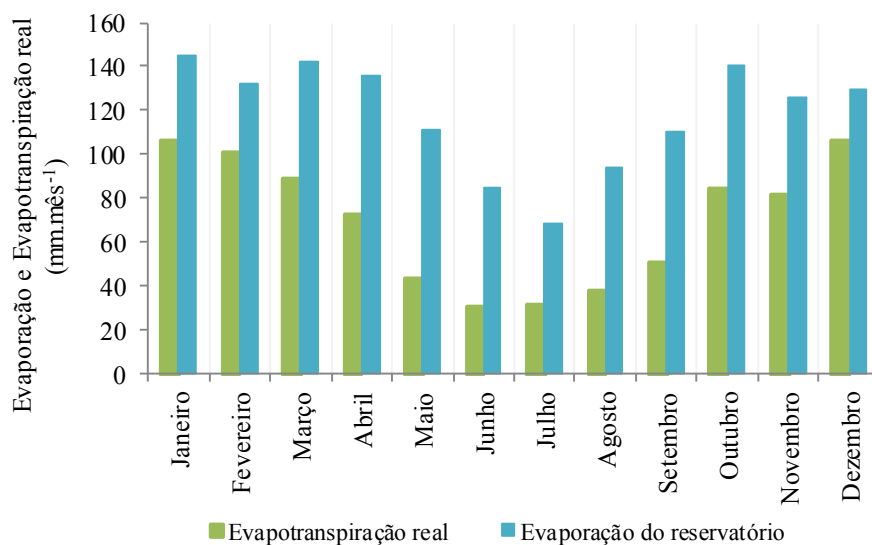


Fonte: Do autor (2018).

Na escala mensal, os valores de evaporação líquida são todos positivos, significando que a evaporação do reservatório supera a evapotranspiração real da porção inundada da bacia hidrográfica. A maior estimativa de evaporação líquida foi em maio, em decorrência da combinação da alta evaporação e baixa evapotranspiração, obtidas para este mês. O menor valor de evaporação líquida

foi obtido em dezembro, uma vez que a evapotranspiração estimada para este mês foi elevada e se aproximou da evaporação do reservatório. A Figura 32 ilustra o comparativo entre os valores médios mensais de evaporação e evapotranspiração real para o período estudado. Observa-se uma distribuição temporal semelhante destas variáveis, relacionada diretamente ao comportamento sazonal da radiação solar.

Figura 32 - Comparativo da evaporação do reservatório do Funil e da evapotranspiração real de sua área inundada, a partir das médias mensais do período de julho/2015 a junho/2017.



Fonte: Do autor (2018).

### 3.6 Pegada hídrica da UHE Funil

As estimativas médias mensais da pegada hídrica bruta e líquida da UHE Funil, características do período em estudo, são apresentadas na Tabela 7. A variação intra-anual (mês a mês) é ilustrada na Figura 33. Observa-se distribuição temporal semelhante entre a PH Bruta e PH Líquida e de forma inversa ao comportamento da geração de energia.

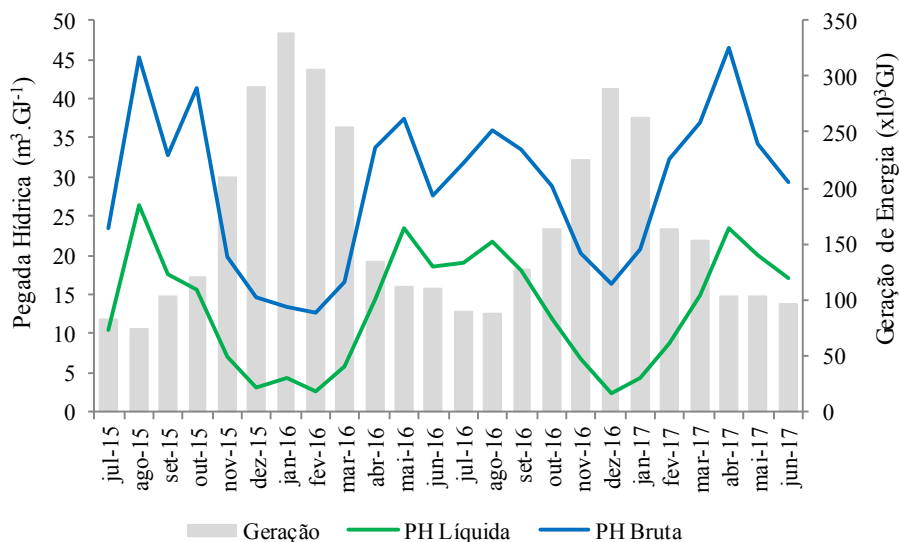
Tabela 7 – Pegada hídrica bruta e líquida da UHE Funil, média mensal do período estudado (julho/2015 a junho/2017).

Data	Pegada Hídrica (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	
	PH Bruta	PH Líquida
Janeiro	16,6	4,4
Fevereiro	19,5	4,7
Março	24,2	9,1
Abril	39,4	18,2
Maiο	35,8	21,9
Junho	28,3	17,9
Julho	27,8	15,0
Agosto	40,2	23,9
Setembro	33,1	17,9
Outubro	34,2	13,5
Novembro	20,0	6,9
Dezembro	15,4	2,8
<b>Média</b>	<b>29</b>	<b>13</b>

Fonte: Do autor (2018).

O Anexo E apresenta as estimativas mensais da pegada hídrica bruta e líquida da UHE Funil, para o período de julho/2015 a junho/2017, bem como as respectivas gerações de energia. A pegada hídrica da UHE Funil, característica do período estudado, foi considerada equivalente à média dos valores mensais obtidos, sendo igual a 29 e 13 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>, respectivamente, para PH Bruta e PH Líquida. Portanto a PH Líquida corresponde, em média, a 45% da PH Bruta, ao se considerar as perdas por evapotranspiração da área inundada pelo reservatório do Funil. Essa diferença condiz com diferenças indicadas em outros estudos desta natureza (BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; COELHO et al., 2017; FERREIRA; FIRMO, 2015; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; SCHERER; PFISTER, 2016).

Figura 33 – Pegada hídrica bruta e líquida da UHE Funil ao longo do período em estudo (julho/2015 a junho/2017) e respectiva geração de energia.



Fonte: Do autor (2018).

A PH Bruta da UHE Funil apresentou uma relação direta com a geração de energia, com valores decrescentes de agosto a dezembro, quando se observa o aumento progressivo da geração, e valores crescentes de pegada hídrica, no primeiro semestre, decorrentes da redução na produção de energia na usina. No período de novembro a março, a PH Bruta da UHE Funil encontra-se abaixo da média, enquanto de abril a outubro apresenta-se acima da média, conforme apresentado na Tabela 7. Nos meses de junho e julho, apesar de menor evaporação, a PH Bruta apresentou-se na média por baixa geração de energia. O pico de pegada hídrica bruta, em agosto, é consequência da menor geração de energia observada. Em abril, a PH Bruta também foi elevada, neste caso, associada à combinação de geração relativamente baixa com a alta evaporação do reservatório do Funil. Por outro lado, mesmo com elevadas taxas de evaporação, em dezembro e janeiro, a PH Bruta atingiu os menores valores, quando se verificou a maior geração de energia pela UHE Funil.

Da mesma forma que a PH Bruta, a PH Líquida da UHE Funil apresenta valores decrescentes de agosto a dezembro, quando se observa um aumento na geração de energia e valores crescentes de janeiro a maio, decorrentes de redução desta (Tabela 7). No período de dezembro a fevereiro, a PH Líquida apresentou os menores valores (com o mínimo em dezembro), em decorrência de maior produção de energia associada à menor evaporação líquida. Nos meses de maio e agosto, a PH Líquida atingiu os valores máximos (com pico em agosto), conseqüente da baixa geração observada em Funil, combinada com maior evaporação líquida. No período de novembro a março, a PH Líquida da UHE Funil encontra-se abaixo da média, enquanto de abril a outubro apresenta-se acima da média, comportamento semelhante à PH Bruta. No mês de julho, apesar da baixa evaporação líquida, a PH Líquida apresentou-se acima da média por causa da baixa geração de energia.

A pegada hídrica da UHE Funil apresentou-se abaixo de estimativas obtidas para outros aproveitamentos hidrelétricos no Brasil e em diferentes regiões do mundo (ARNOY, 2012; BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; FERREIRA; FIRMO, 2015; FISCHMANN, 2016; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; HOGEBROOM; KNOOK; HOEKSTRA, 2018; LIU et al., 2015; MEKONNEN; HOEKSTRA, 2012; SCHERER; PFISTER, 2016).

### ***3.6.1 Principais fatores que influenciam na pegada hídrica da UHE Funil***

A análise dos fatores que influenciam na pegada hídrica de usinas hidrelétricas deve ser conjunta, combinando os aspectos climáticos com operacionais. A evaporação correlaciona-se de forma direta com a pegada hídrica, ou seja, quanto mais intenso esse processo maior a pegada hídrica, com a geração afetando de forma inversa. A pegada hídrica da UHE Funil apresentou

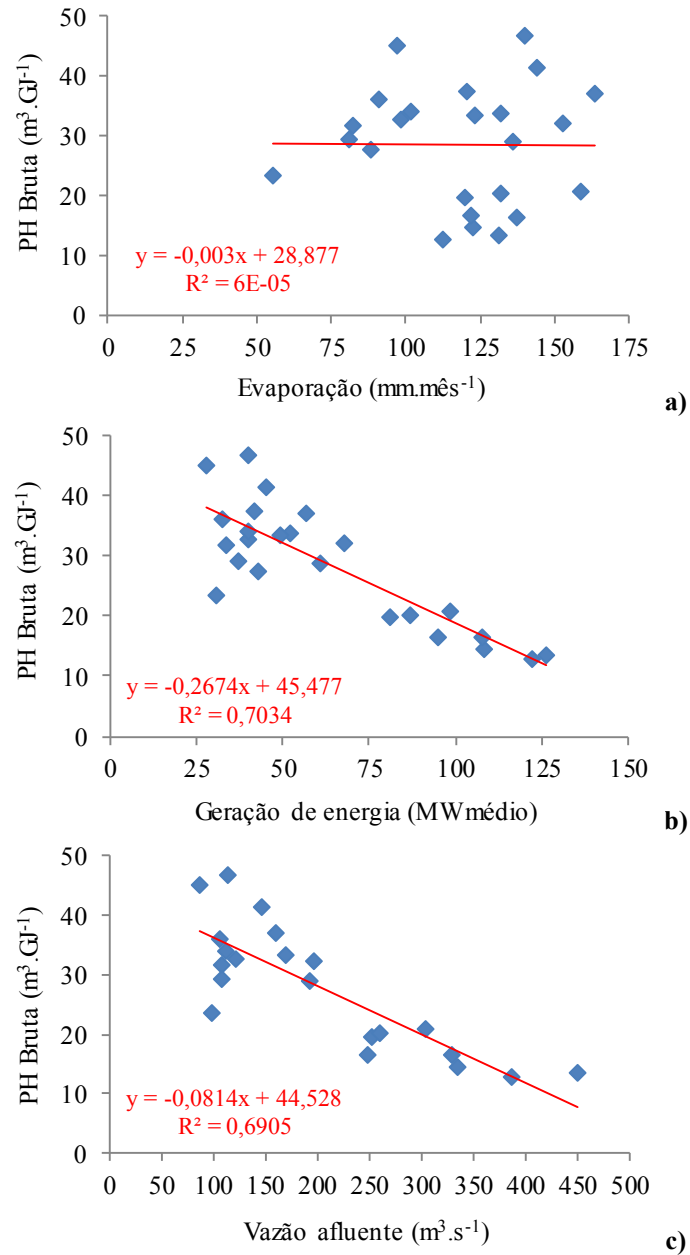


uma maior dependência da geração de energia do que da evaporação, uma vez que esta apresentou uma variabilidade temporal menor do que a primeira.

A geração de energia da UHE Funil apresentou oscilações mensais de maior magnitude do que a evaporação e evaporação líquida, associadas às diretrizes adotadas na operação do reservatório de Camargos. Desta forma, a pegada hídrica apresentou uma variabilidade mensal atribuída, principalmente, às flutuações na produção de energia ao longo do ano. Ressalta-se que, para os aproveitamentos hidrelétricos que apresentam uma maior variação na área do reservatório, a pegada hídrica bruta mostra-se também sensível à evaporação, decorrente de variações do volume evaporado (FISCHMANN, 2016; GLEICK, 1994). No caso da UHE Funil, por se tratar de um aproveitamento a fio d'água, com N.A e área inundada praticamente constante, não há relação da evaporação do reservatório com a pegada hídrica da usina.

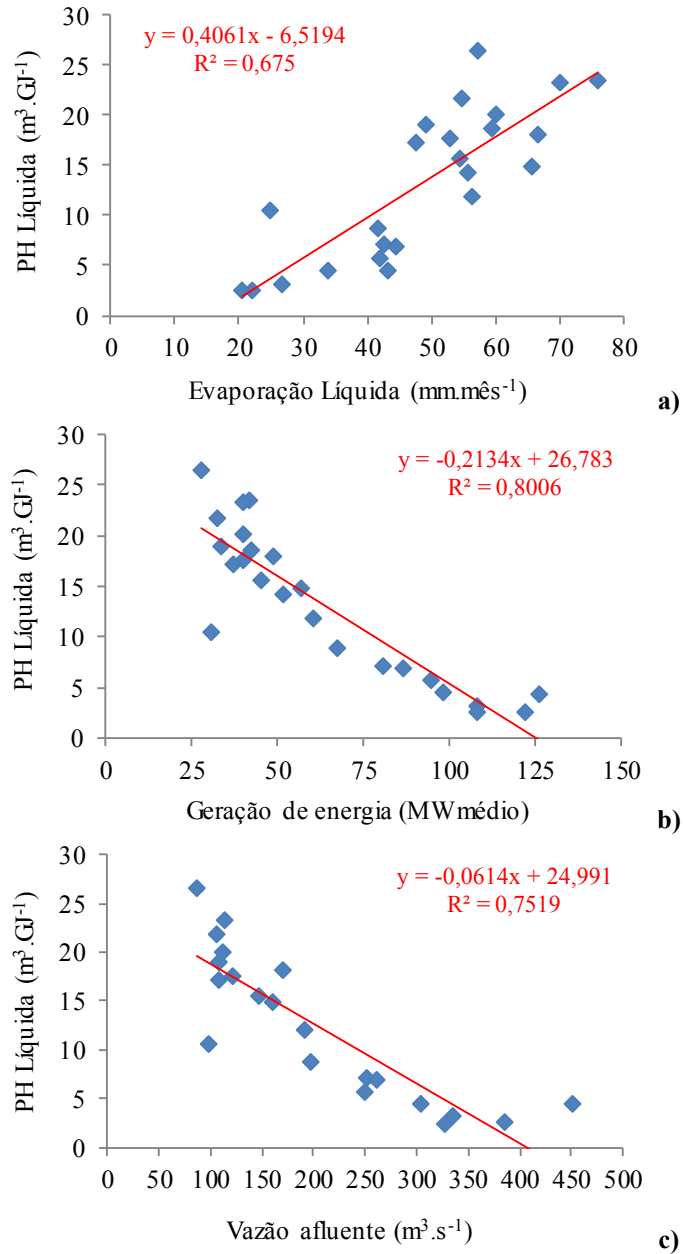
As estimativas mensais de pegada hídrica da UHE Funil foram correlacionadas com as principais variáveis que influenciam este indicador, com resultados ilustrados nas Figuras 34 e 35. Estatisticamente, as correlações foram avaliadas pela aplicação do teste t de Student (em um nível de significância de 5%) aos coeficientes de correlação r de Pearson (NAGHETTINI; PINTO, 2007). A PH Bruta não apresentou correlação (coeficiente r igual a 0,01) com a evaporação, mas forte correlação com a geração de energia (r igual a -0,84) e com a vazão afluente (r igual a -0,83), conforme ilustrado na Figura 34. Por se tratar de uma usina a fio d'água, a geração é maior no período chuvoso, quando se têm maiores vazões afluentes, consequentemente, a pegada hídrica é menor neste período. Da mesma forma, a PH Líquida apresentou forte correlação com a geração de energia (coeficiente r igual a -0,89) e com a vazão afluente (r igual a -0,87), correlacionando-se também com a evaporação líquida (r igual a 0,82), conforme ilustrado na Figura 35.

Figura 34 - Correlação da pegada hídrica bruta da UHE Funil com evaporação, geração de energia e vazão afluente, no período estudado.



Fonte: Do autor (2018).

Figura 35 - Correlação da pegada hídrica líquida da UHE Funil com evaporação líquida, geração de energia e vazão afluente, no período estudado.



Fonte: Do autor (2018).

### ***3.6.2 Pegada hídrica da UHE Funil e operação do reservatório de Camargos***

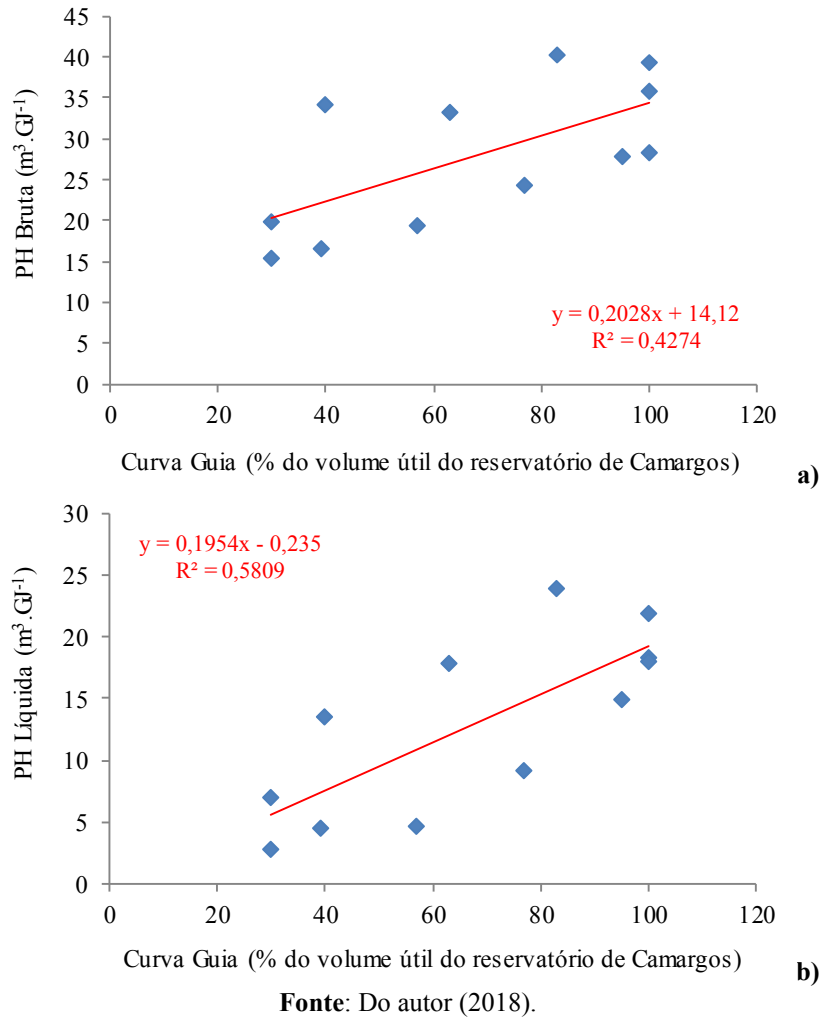
A pegada hídrica da UHE Funil, conforme destacado anteriormente, apresentou uma forte correlação com sua geração de energia que, por se tratar de uma usina a fio d'água, depende das vazões afluentes, em especial, do rio Grande, onde se localiza o reservatório de regularização da UHE Camargos, na cabeceira desta bacia.

Assim, a pegada hídrica da UHE Funil apresentou uma correlação com a regra de operação do reservatório de Camargos (coeficiente de correlação  $r$  igual a 0,65 para PH Bruta e 0,76 para PH Líquida), com valores decrescentes de PH Bruta e Líquida no período de deplecionamento do reservatório (agosto a dezembro) e valores crescentes associados à diretriz, para enchimento do reservatório (janeiro a abril), conforme ilustrado na Figura 36.

Observa-se uma relação direta entre a pegada hídrica e o volume útil do reservatório de Camargos, significando que um maior volume útil (menor vazão defluente) implica menor geração de energia na UHE Funil, conseqüentemente, uma maior pegada hídrica. De forma oposta, um menor volume útil (maior vazão defluente) possibilita maior geração na UHE Funil, resultando em uma menor pegada hídrica.

Portanto quanto maior o volume útil desejável, para o reservatório de Camargos (via de regra com redução de defluências), menor a geração de energia na UHE Funil e, conseqüentemente, maior a sua pegada hídrica. Por outro lado, redução do volume útil de Camargos (por meio de maiores defluências) implica maior geração na UHE Funil, logo menor pegada hídrica.

Figura 36 - Correlação da pegada hídrica (bruta e líquida) da UHE Funil com a regra de operação do reservatório de Camargos.



### ***3.6.3 Sustentabilidade da pegada hídrica da UHE Funil***

Além da quantificação, Hoekstra et. al (2011) recomendam que seja feita a análise da sustentabilidade da pegada hídrica, considerando, entre outros aspectos, a disponibilidade, demandas e balanço hídrico da área de abrangência do estudo. Neste sentido, em uma primeira análise, verificou-se que a bacia hidrográfica (Alto rio Grande), onde está localizada a UHE Funil, encontra-se em uma situação hídrica confortável, visto que, em todas as sub-bacias dos afluentes e na calha do rio Grande, as vazões captadas são consideravelmente inferiores à disponibilidade hídrica (e à vazão outorgável), não sendo identificadas regiões críticas, para o atendimento dos usos dos recursos hídricos, mesmo nos períodos de estiagem dos cursos d'água (IGAM, 2013, 2014). Desta forma, observando os critérios de análise de sustentabilidade, recomendados por Hoekstra et al. (2011), verifica-se que a disponibilidade hídrica da bacia, onde está situada a UHE Funil, atende satisfatoriamente a demanda de vazão ambiental (ecológica) e os usos consuntivos na bacia, sobretudo, aqueles prioritários (abastecimento humano e animal).

Adicionalmente, em uma análise local da sustentabilidade da pegada hídrica da UHE Funil, a avaliação foi feita em termos da comparação entre o volume de água evaporado pelo reservatório e a precipitação direta sobre ele. Assim, no período de monitoramento de campo (julho/2015 a junho/2017), a evaporação totalizou 2.843 mm, enquanto foi registrado um total de 2.524 mm de chuva, ou seja, 89% das perdas por evaporação.

Do ponto de vista regional, outra abordagem da sustentabilidade da pegada hídrica da UHE Funil foi realizada, considerando a escala da bacia hidrográfica. Nesse caso, além da disponibilidade local, para atendimento a outros usos dos recursos hídricos, os reservatórios das usinas da cascata do Alto rio Grande regularizam as vazões a jusante, aumentando a segurança hídrica

para os usuários captarem água, uma vez que as vazões regularizadas superam as vazões naturais, antes da construção dos barramentos, em especial, no período de estiagem. Assim, a perda de água por evaporação, para geração de energia, é compensada pelo incremento da disponibilidade hídrica regional decorrente da regularização de vazões do rio Grande. A evaporação do reservatório da UHE Funil acumulada, no período de julho/2015 a junho/2017, foi equivalente a uma vazão média de  $1,6 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ , enquanto a vazão média turbinada pela usina, neste mesmo período, foi de  $184 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ .

Portanto, diante das avaliações anteriores, pode-se considerar como sustentável a pegada hídrica da UHE Funil, para geração hidrelétrica, com baixo impacto sobre os recursos hídricos da bacia.

#### 4 CONCLUSÕES

- O método de Penman-Monteith, conforme proposto por McJannet et al. (2008), aplicado a partir de dados observados em campo, resultou em estimativas aceitáveis de evaporação diária para o reservatório do Funil, condizente com o desempenho apontado em outros estudos (BUENO, 2014; BUENO; MELLO; ALVES, 2016; MCMAHON et al., 2013; MEKONNEN; HOEKSTRA, 2012). Além disto, a variação de calor armazenado no reservatório do Funil, estimada conforme McJannet et al. (2008), apresentou-se coerente com os valores obtidos a partir do perfil vertical da temperatura da água medido in situ. Assim, reforça-se a importância do monitoramento de campo, de dados meteorológicos e da temperatura da água, sendo esta possível de se medir juntamente com o nível d'água (N.A) do reservatório.
- O comportamento da pegada hídrica bruta e líquida da UHE Funil, ao longo do período em estudo, foi semelhante, com variabilidade intra-anual atribuída às variações mensais na produção de energia. Por ser um aproveitamento a fio d'água, a geração é maior no período chuvoso, quando se têm maiores afluências, conseqüentemente, a pegada hídrica é menor neste período. Por outro lado, nos meses de estiagem, a geração de energia é menor, resultando em maior pegada hídrica.
- A evaporação teve menor influência (tanto na magnitude quanto no padrão sazonal), na pegada hídrica da UHE Funil, sobretudo, por se tratar de um reservatório com área inundada pequena e constante.
- Em virtude da característica de usina a fio d'água, a pegada hídrica da UHE Funil apresentou uma relação direta com a regra de operação (curva guia) do reservatório de Camargos, localizado na cabeceira do rio Grande, com valores decrescentes de PH Bruta e Líquida no período de



deplecionamento do reservatório (de agosto a dezembro, quando se observa redução do volume útil por maiores defluências) e valores crescentes de pegada hídrica associados à diretriz para enchimento do reservatório de Camargos (de janeiro a abril, com o aumento do volume útil por meio da redução das vazões defluentes).

- A PH Bruta da UHE Funil, para o período em estudo (julho/2015 a junho/2017), foi equivalente a  $29 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , enquanto a PH Líquida foi estimada em  $13 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , ou seja, cerca de 55% menor em razão de uma abordagem metodológica que considera o volume de água que já seria perdido por evapotranspiração da área inundada pelo reservatório.
- A pegada hídrica obtida para a UHE Funil é relativamente baixa em comparação às estimativas para outros aproveitamentos hidrelétricos no Brasil e no mundo. Isto pode ser explicado pelo clima ameno da região onde está localizada a usina, que reflete em taxas de evaporação medianas; ao pequeno tamanho do reservatório, repercutindo em menores volumes de evaporação; a existência de um reservatório de regularização a montante (Camargos); e, principalmente, pela potência instalada significativa (em proporção à área inundada), possibilitando maior geração de energia.
- Os resultados demonstraram a eficiência de uso da água, para geração de energia pela UHE Funil, expressa pelo baixo valor da sua pegada hídrica. Além disto, verificou-se que esta pegada hídrica é sustentável, em uma escala local, considerando o balanço positivo entre a oferta (vazão regularizada) e a demanda (evaporação do reservatório) deste aproveitamento; e, no contexto regional de cenário favorável em termos de disponibilidade hídrica e os usos (demandas) de água na bacia hidrográfica (Alto rio Grande), onde a UHE Funil está localizada.

## REFERÊNCIAS

ALIANÇA. **Dados operacionais do reservatório da UHE Funil**. Belo Horizonte, 2017.

ALLEN, R. G. et al. **Crop evapotranspiration: guidelines for computing crop water requirements**. Roma: FAO, 1998. (Irrigation and Drainage Paper, 56). Disponível em: <<http://www.fao.org/docrep/x0490e/x0490e00.htm>>. Acesso em: 10 abr. 2014.

ARNOY, S. **Water footprint approaches in life cycle assessment: state-of-the-art and a case study of hydroelectric generation in the hoyanger area**. 2012. Thesis (Master's) - University of Life Sciences (UMB), Trondheim, 2012.

BAKKEN, T. H. et al. The life-cycle water footprint of two hydropower projects in Norway. **Journal of Cleaner Production**, Oxford, v. 113, p. 241-250, 2016.

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**, Göttingen, v. 17, p. 3983-4000, 2013.

BERNARDO, S.; SOARES, A. A.; MANTOVANI, E. C. **Manual de irrigação**. 7. ed. Viçosa, MG: UFV, 2005. 596 p.

BLANCO, F. F.; SENTELHAS, P. C. Coeficientes da equação de Angström-Prescott para estimativa da insolação para Piracicaba, SP. **Revista Brasileira de Agrometeorologia**, Santa Maria, v. 10, n. 2, p. 295-300, 2002.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Caderno da Região Hidrográfica do Paraná**. Brasília, 2006. 240 p.

BUENO, E. O. **Evaporação do reservatório da Usina Hidrelétrica de Camargos: caracterização da pegada hídrica**. 2014. 127 p. Dissertação (Mestrado em Recursos Hídricos em Sistemas Agrícolas) - Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2014.

BUENO, E. O.; MELLO, C. R.; ALVES, G. J. Evaporação do reservatório da Usina Hidrelétrica de Camargos pelos métodos de Penman e Penman-Monteith. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 21., 2015, Brasília. **Anais...** Brasília: ABRH, 2015.

BUENO, E. O.; MELLO, C. R.; ALVES, G. J. Evaporation from Camargos hydropower plant reservoir: water footprint characterization. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Porto Alegre, v. 21, n. 3, p. 570-575, jul./set. 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/2318-0331.011616021>>. Acesso em: 23 jun. 2018.

BUENO, E. O.; MELLO, C. R. Pegada hídrica de usinas hidrelétricas. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 21., 2015, Brasília. **Anais...** Brasília: ABRH, 2015.

CARVALHO, L. G. et al. Evapotranspiração de referência: uma abordagem atual de diferentes métodos de estimativa. **Pesquisa Agropecuária Tropical**, Goiânia, v. 41, n. 3, p. 456-465, jul./set. 2011.

COELHO, C. D. **Estimativas da evaporação e da pegada hídrica dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Tucuruí – PA e Lajeado - TO**. 2016. 91 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2016.

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**, Oxford, v. 153, p. 164-175, 2017.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Dados operacionais e hidrológicos da UHE Funil**. Belo Horizonte, 2017.

DE BRUIN, H. A. R. Temperature and energy balance of a water reservoir determined from standard weather data of a land station. **Journal of Hydrology**, Amsterdam, v. 59, p. 261-274, 1982.

DIAS, N. L.; KAN, A. Evaporação líquida no reservatório de foz do areia, PR: estimativas dos modelos de relação complementar versus balanço hídrico sazonal e balanço de energia. **RBRH - Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Porto Alegre, v. 13, n. 2, p. 31-43, abr./jun. 2008.

DIAS, N. L.; REIS, R. J. dos. Métodos de cálculo do balanço de entalpia em lagos e erros associados. **RBRH - Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Porto Alegre, v. 3, n. 3, p. 45-55, jul./set. 1998.

DIAS, N. L.; ROCHA, L. S. Cálculo da taxa de variação da entalpia para os lagos de Itaipu e Foz do Areia. **RBRH - Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Porto Alegre, v. 4, n. 3, p. 39-51, jul./set. 1999.

FERREIRA, F. F.; FIRMO, H. T. Pegada hídrica de hidroeletricidade no Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 16., 2015, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: UFRJ, 2015. Disponível em: <<http://www.congressoenergia.com.br/trabalho.html>>. Acesso em: 21 out. 2016.

FINCH, J. W. A comparison between measured and modelled open water evaporation from a reservoir in south-east England. **Hydrological Processes**, Chichester, v. 15, n. 14, p. 2771-2778, 2001.

FISCHMANN, F.; CHAFFE, P. L. B. The water footprint of hydroelectricity in Santa Catarina State - Southern Brazil. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON WATER RESOURCES AND ENVIRONMENT RESEARCH, 7., 2016, Kyoto. **Proceedings...** Kyoto: ICWRER, 2016. 1 CD-ROM.

FISCHMANN, F. **Estimativa da pegada hídrica de aproveitamentos hidrelétricos no Sul do Brasil**. 2016. 141 p. Trabalho de conclusão do curso (Graduação em Engenharia Sanitária e Ambiental) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

GIADROSSICH, F. et al. Evaporation in a Mediterranean environment by energy budget and Penman methods, Lake Baratz, Sardinia, Italy. **Hydrology and Earth System Sciences Discussion**, Göttingen, v. 12, p. 1901-1940, 2015.

GLEICK, P. H. Water and energy. **Annual Review of Environment and Resources**, Palo Alto, v. 19, p. 267-299, 1994.

GRUBERT, E. A. Water consumption from hydroelectricity in the United States. **Advances in Water Resources**, Oxford, v. 96, p. 88-94, 2016.

HERATH, I. et al. The water footprint of hydroelectricity: a methodological comparison from a case study in New Zealand. **Journal of Cleaner Production**, Oxford, v. 19, p. 1582-1589, Sept. 2011.

HOEKSTRA, A. Y. et al. **The water footprint assessment manual: setting the global standard**. London: Earthscan, 2011. 224 p.

HOEKSTRA, A. Y. Water footprint assessment: evolvement of a new research field. **Water Resour Manage**, Cham, v. 31, p. 3061-3081, 2017.

HOGEBOOM, R. J.; KNOOK, L.; HOEKSTRA, A. Y. The blue water footprint of the world's artificial reservoirs for hydroelectricity, irrigation, residential and industrial water supply, flood protection, fishing and recreation. **Advances in Water Resources**, Oxford, v. 113, p. 285-294, 2018.

INSTITUTO MINEIRO DE GESTÃO DAS ÁGUAS. **Plano Diretor de Recursos Hídricos da Bacia do Alto Rio Grande**. Belo Horizonte, 2014. (Resumo Executivo).

INSTITUTO MINEIRO DE GESTÃO DAS ÁGUAS. **Plano Diretor de Recursos Hídricos da Bacia do Rio das Mortes**. Belo Horizonte, 2013. (Resumo Executivo).

LENTERS, J. D.; KRATZ, T. K.; BOWSER, C. J. Effects of climate variability on lake evaporation: results from a long-term energy budget study of Sparkling Lake, northern Wisconsin (USA). **Journal of Hydrology**, Amsterdam, v. 308, n. 1/4, p. 168-195, July 2005.

LIU, J. et al. **China's rising hydropower demand challenges water sector**. 2015. Disponível em: <<https://www.nature.com/articles/srep11446>>. Acesso em: 23 jun. 2018.

MCJANNET, D. L. et al. **Estimating open water evaporation for the Murray-Darling Basin**. Canberra: CSIRO, 2008. 50 p.

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**, Göttingen, v. 17, n. 4, p. 1331-1363, 2013. Disponível em: <<http://www.hydrol-earth-syst-sci.net/17/1331/2013/>>. Acesso em: 24 jun. 2017.

MEKONNEN, M. M.; GERBENS-LEENES, P. W.; HOEKSTRA, A. Y. Future electricity: the challenge of reducing both carbon and water footprint. **Science of the Total Environment**, Amsterdam, v. 569/570, p. 1282-1288, 2016.

MEKONNEN, M. M.; HOEKSTRA, A. Y. The blue water footprint of electricity from hydropower. **Hydrology and Earth System Sciences**, Göttingen, v. 16, p. 179-187, Jan. 2012.

MEKONNEN, M. M.; HOEKSTRA, A. Y. **The water footprint of electricity from hydropower**. Delft: UNESCO-IHE; Institute for Water Education, 2011. 36 p. (Value of Water Research Report Series, 51).

MELLO, C. R. et al. Sea surface temperature (SST) and rainfall erosivity in the Upper Grande River Basin, southeast Brazil. **Ciência e Agrotecnologia**, Lavras, v. 36, p. 53-59, 2012.

NAGHETTINI, M.; PINTO, E. J. A. **Hidrologia estatística**. Belo Horizonte: CPRM, 2007. 552 p.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Evaporações líquidas nas usinas hidrelétricas**. Rio de Janeiro: Diretoria de planejamento e programação da operação, 2004. 61 p.

REIS, R. J. dos; DIAS, N. L. Multi-season lake evaporation: energy-budget estimates and CRLE model assessment with limited meteorological observations. **Journal of Hydrology**, Amsterdam, v. 208, n. 3/4, p. 135-147, July 1998.

SCHERER, L.; PFISTER, S. Global water footprint assessment of hydropower. **Renewable Energy**, Lemosos, v. 99, p. 711-720, 2016.

SPAROVEK, G.; VAN LIER, Q. J.; DOURADO NETO, D. Computer assisted Koeppen climate classification: a case study for Brazil. **International Journal of Climatology**, Reading, v. 27, n. 2, p. 257-266, 2007.

STRACHAN, I. B. et al. Does the creation of a boreal hydroelectric reservoir result in a net change in evaporation? **Journal of Hydrology**, Storrs, v. 540, p. 886-899, 2016.

VIOLA, M. R. **Simulação hidrológica na cabeceira da Bacia Hidrográfica do Rio Grande de cenários de usos do solo e mudanças climáticas A1B**. 2011. 286 p. Tese (Doutorado em Recursos Hídricos em Sistemas Agrícolas) – Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2011.

WILSON, W.; LEIPZIG, T.; GRIFFITHS-SATTENSPIEL, B. **Burning our rivers: the water footprint of electricity**. Portland: River Network, 2012.

ZHAO, D.; LIU, J. A new approach to assessing the water footprint of hydroelectric power based on allocation of water footprints among reservoir ecosystem services. **Physics and Chemistry of the Earth**, Bristol, v. 79/82, p. 40-46, 2015.

## ANEXOS

- ANEXO A – Dados operacionais da UHE Funil no período em estudo (julho/2015 a junho/2017).
- ANEXO B – Dados meteorológicos do reservatório da UHE Funil no período em estudo (julho/2015 a junho/2017).
- ANEXO C – Temperatura superficial da água do reservatório do Funil no período de janeiro/2016 a dezembro/2016.
- ANEXO D – Evaporação, evapotranspiração da área inundada e evaporação líquida ( $\text{mm.mês}^{-1}$ ) do reservatório da UHE Funil no período em estudo (julho/2015 a junho/2017).
- ANEXO E – Pegadas hídricas bruta e líquida ( $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ ) da UHE Funil no período em estudo (julho/2015 a junho/2017).

**ANEXO A - Dados operacionais da UHE Funil no período em estudo.**

<b>Data</b>	<b>Energia Produzida (MW médio)</b>	<b>Vazão Afluente (m<sup>3</sup>.s<sup>-1</sup>)</b>	<b>Vazão Defluente (m<sup>3</sup>.s<sup>-1</sup>)</b>	<b>Nível Operativo (metros)</b>	<b>Área Inundada (km<sup>2</sup>)</b>
Julho / 2015	31	98	86	807,943	34,54
Agosto / 2015	28	87	78	807,953	34,57
Setembro / 2015	40	122	116	807,953	34,57
Outubro / 2015	45	147	127	807,942	34,53
Novembro / 2015	81	252	233	807,935	34,51
Dezembro / 2015	108	336	316	807,898	34,40
Janeiro / 2016	126	451	429	807,899	34,40
Fevereiro / 2016	122	386	361	807,911	34,43
Março / 2016	95	249	277	807,916	34,45
Abril / 2016	52		147	807,923	34,47
Mai / 2016	42		117	807,937	34,52
Junho / 2016	43		120	807,945	34,54
Julho / 2016	33	108	94	807,947	34,55
Agosto / 2016	33	107	91	807,935	34,51
Setembro / 2016	49	169	138	807,915	34,45
Outubro / 2016	61	192	173	807,912	34,44
Novembro / 2016	87	261	251	807,929	34,49
Dezembro / 2016	108	328	316	807,928	34,49
Janeiro / 2017	98	305	285	807,920	34,46
Fevereiro / 2017	68	196	194	807,919	34,46
Março / 2017	57	161	162	807,929	34,49
Abril / 2017	40	114	113	807,943	34,54
Mai / 2017	39	112	110	807,947	34,55
Junho / 2017	37	108	104	807,950	34,56

**Fonte:** CEMIG (2017).



**ANEXO B1 - Temperatura média do ar nas estações meteorológicas.**

<b>Data</b>	<b>Temperatura média do ar (°C)</b>				<b>Média</b>
	<b>Estação 1</b>	<b>Estação 2</b>	<b>Estação 3</b>	<b>Estação 4</b>	
Julho / 2015	18,2	17,6			17,9
Agosto / 2015	18,9	18,6		19,3	18,9
Setembro / 2015	21,4	21,2		21,5	21,4
Outubro / 2015	23,9	23,8	23,4	24,0	23,8
Novembro / 2015	23,0	23,4	23,1	23,7	23,3
Dezembro / 2015	23,1	23,6	23,2	23,8	23,4
Janeiro / 2016	22,4	23,2	22,8	23,4	22,9
Fevereiro / 2016	23,7	23,9	23,6	24,3	23,9
Março / 2016	22,7	23,1	22,9	23,6	23,1
Abril / 2016	22,3	22,2	21,7	22,3	22,1
Maio / 2016	18,8	18,8	18,4	19,2	18,8
Junho / 2016	16,5	16,5	16,1	16,7	16,4
Julho / 2016	17,1	17,0	16,6	17,1	17,0
Agosto / 2016	18,8	18,6	18,2	18,6	18,5
Setembro / 2016	21,7	21,6	21,2	22,0	21,6
Outubro / 2016	21,8	22,4	21,9	22,5	22,2
Novembro / 2016	21,2	21,8	21,6	22,2	21,7
Dezembro / 2016	22,5	23,0	22,7	23,4	22,9
Janeiro / 2017	23,3	23,9	23,6	24,2	23,8
Fevereiro / 2017	23,0	23,4	23,1	23,9	23,3
Março / 2017	23,2	22,5	22,2	23,0	22,8
Abril / 2017	20,1	21,2	20,8	21,8	21,0
Maio / 2017	18,5	18,8	18,4	19,1	18,7
Junho / 2017	17,3	17,4	16,9	18,1	17,4

**Fonte:** Do autor (2018).

**ANEXO B2 - Umidade relativa do ar nas estações meteorológicas.**

<b>Data</b>	<b>Umidade relativa do ar (%)</b>				<b>Média</b>
	<b>Estação 1</b>	<b>Estação 2</b>	<b>Estação 3</b>	<b>Estação 4</b>	
Julho / 2015	77,4	80,9			79,1
Agosto / 2015	69,9	72,1		70,7	70,9
Setembro / 2015	73,2	76,0		73,7	74,3
Outubro / 2015	67,4	68,3	68,2	67,4	67,8
Novembro / 2015	81,9	82,1	82,8	80,4	81,8
Dezembro / 2015	82,2	81,3	82,4	79,8	81,4
Janeiro / 2016	84,7	83,3	84,3	81,9	83,5
Fevereiro / 2016	79,2	79,6	80,0	78,0	79,2
Março / 2016	82,2	83,4	83,2	80,9	82,4
Abril / 2016	76,0	78,4	78,3	76,9	77,4
Maio / 2016	81,7	83,0	84,1	82,0	82,7
Junho / 2016	82,3	83,9	84,5	83,4	83,5
Julho / 2016	75,6	78,6	78,4	77,0	77,4
Agosto / 2016	69,7	72,7	72,4	72,1	71,7
Setembro / 2016	65,7	67,9	67,8	65,9	66,8
Outubro / 2016	75,7	74,7	75,4	74,1	75,0
Novembro / 2016	81,6	81,4	81,1	79,2	80,8
Dezembro / 2016	79,7	79,9	79,6	77,7	79,2
Janeiro / 2017	79,8	79,7	79,5	77,5	79,1
Fevereiro / 2017	78,0	77,8	78,1	76,0	77,5
Março / 2017	80,2	79,1	78,9	77,5	78,9
Abril / 2017	82,3	81,2	81,6	79,2	81,1
Maio / 2017	84,5	85,4	85,4	83,9	84,8
Junho / 2017	81,5	83,5	83,6	82,8	82,9

**Fonte:** Do autor (2018).

**ANEXO B3 - Velocidade do vento nas estações meteorológicas.**

Data	Velocidade do vento (m.s <sup>-1</sup> )				Média
	Estação 1	Estação 2	Estação 3	Estação 4	
Julho / 2015	1,2	0,3			0,7
Agosto / 2015	1,7	0,3		1,4	1,1
Setembro / 2015	1,7	0,4		1,1	1,1
Outubro / 2015	1,9	0,4	1,3	1,5	1,3
Novembro / 2015	1,6	0,5	0,7	1,0	0,9
Dezembro / 2015	1,4	0,5	0,7	0,9	0,9
Janeiro / 2016	1,9	0,4	1,0	1,4	1,2
Fevereiro / 2016	1,2	0,3	0,5	0,8	0,7
Março / 2016	1,3	0,2	0,7	0,9	0,8
Abril / 2016	1,0	0,2	0,6	0,8	0,6
Maio / 2016	1,2	0,3	0,9	0,9	0,8
Junho / 2016	1,1	0,3	0,7	0,8	0,7
Julho / 2016	0,5	0,4	0,9	1,0	0,7
Agosto / 2016	0,3	0,4	0,9	1,1	0,7
Setembro / 2016	0,8	0,6	1,5	1,5	1,1
Outubro / 2016	0,9	0,6	1,6	1,7	1,2
Novembro / 2016	0,9	0,3	1,0	1,2	0,9
Dezembro / 2016	0,5	0,4	0,9	1,2	0,7
Janeiro / 2017	0,2	0,4	0,7	1,0	0,6
Fevereiro / 2017	0,3	0,3	0,9	1,2	0,7
Março / 2017	0,5	0,2	1,0	1,0	0,7
Abril / 2017	0,8	0,2	1,2	1,1	0,8
Maio / 2017	0,1	0,2	0,9	0,7	0,5
Junho / 2017	0,3	0,3	0,8	0,6	0,5

Fonte: Do autor (2018).

**ANEXO B4 - Radiação solar incidente nas estações meteorológicas.**

Data	Radiação global incidente (MJ.m <sup>-2</sup> .dia <sup>-1</sup> )				Média
	Estação 1	Estação 2	Estação 3	Estação 4	
Julho / 2015	13,6	13,7			13,6
Agosto / 2015	19,0	18,6		18,3	18,6
Setembro / 2015	17,0	16,3		16,5	16,6
Outubro / 2015	21,6	20,1	19,3	20,0	20,2
Novembro / 2015	18,7	14,7	13,9	14,9	15,5
Dezembro / 2015	20,8	15,0	15,4	15,5	16,7
Janeiro / 2016	18,7	14,2	13,8	14,1	15,2
Fevereiro / 2016	21,7	16,2	15,4	15,5	17,2
Março / 2016	16,9	16,5	16,3	15,3	16,3
Abril / 2016	19,0	19,2	18,9	17,5	18,7
Maio / 2016	13,4	13,9	13,2	13,6	13,5
Junho / 2016	12,6	12,4	12,4	12,3	12,4
Julho / 2016	15,2	15,1	14,7	14,8	14,9
Agosto / 2016	17,8	17,3	17,7	16,9	17,4
Setembro / 2016	21,0	20,4	21,0	20,6	20,8
Outubro / 2016	18,9	19,9	19,1	20,7	19,7
Novembro / 2016	18,3	19,3	20,0	19,7	19,3
Dezembro / 2016	21,1	22,4	22,3	22,0	22,0
Janeiro / 2017	21,5	22,6	23,0	23,3	22,6
Fevereiro / 2017	21,6	23,9	23,2	23,0	22,9
Março / 2017	19,3	20,6	20,7	20,5	20,3
Abril / 2017	14,5	16,8	17,4	17,9	16,7
Maio / 2017	13,9	13,8	13,8	13,3	13,7
Junho / 2017	14,0	13,5	12,8	14,5	13,7

Fonte: Do autor (2018).

**ANEXO B5 - Precipitação observada nas estações meteorológicas.**

Data	Precipitação (mm.mês <sup>-1</sup> )				Média
	Estação 1	Estação 2	Estação 3	Estação 4	
Julho / 2015	2,6	1,0			1,8
Agosto / 2015	23,0	11,2		18,2	17,5
Setembro / 2015	122,8	116,2		124,2	121,1
Outubro / 2015	8,4	20,8	20,8	58,2	27,1
Novembro / 2015	279,0	288,0	289,8	259,8	279,2
Dezembro / 2015	245,6	116,4	118,8	293,2	193,5
Janeiro / 2016	322,6	308,0	320,2	327,4	319,6
Fevereiro / 2016	105,2	214,6	174,2	89,0	145,8
Março / 2016	100,2	126,0	107,2	127,6	115,3
Abril / 2016	23,2	20,2	18,0	24,8	21,6
Maio / 2016	4,2	0,8	3,8	1,8	2,7
Junho / 2016	58,0	59,8	75,4	75,4	67,2
Julho / 2016	4,8	0,0	0,0	0,0	1,2
Agosto / 2016	45,0	30,8	30,6	24,8	32,8
Setembro / 2016	6,8	1,2	4,4	1,8	3,6
Outubro / 2016	177,4	112,2	102,2	141,0	133,2
Novembro / 2016	315,0	277,8	231,2	198,6	255,7
Dezembro / 2016	216,8	129,0	134,6	166,2	161,7
Janeiro / 2017	217,2	185,6	198,6	253,4	213,7
Fevereiro / 2017	139,6	77,8	144,6	56,8	104,7
Março / 2017	84,8	121,6	123,4	133,4	115,8
Abril / 2017	25,4	73,4	92,2	68,2	64,8
Maio / 2017	94,0	62,8	61,8	76,8	73,9
Junho / 2017	42,8	4,0	17,8	27,0	22,9

Fonte: Do autor (2018).

**ANEXO B6 - Pressão atmosférica nas estações meteorológicas.**

Data	Pressão atmosférica (hpa)				Média
	Estação 1	Estação 2	Estação 3	Estação 4	
Julho / 2015	919,6	928,9			924,3
Agosto / 2015	919,3	928,4		927,9	925,2
Setembro / 2015	916,1	925,1		925,0	922,1
Outubro / 2015	915,9	924,9	921,9	924,8	921,8
Novembro / 2015	913,7	922,6	919,5	922,6	919,6
Dezembro / 2015	915,7	924,5	921,3	924,7	921,6
Janeiro / 2016	913,6	922,5	919,4	922,8	919,6
Fevereiro / 2016	915,8	924,5	921,4	924,8	921,6
Março / 2016	916,5	925,5	922,4	925,8	922,6
Abril / 2016	916,8	925,5	922,3	925,8	922,6
Maio / 2016	918,5	927,6	924,3	927,8	924,5
Junho / 2016	920,0	929,2	925,9	929,5	926,1
Julho / 2016	919,8	928,6	925,3	928,8	925,6
Agosto / 2016	918,7	927,3	923,9	927,5	924,4
Setembro / 2016	917,5	926,0	922,7	926,2	923,1
Outubro / 2016	915,4	924,0	920,6	924,1	921,0
Novembro / 2016	914,0	923,0	919,6	923,2	920,0
Dezembro / 2016	914,3	923,0	919,7	923,3	920,1
Janeiro / 2017	916,3	923,5	920,2	923,7	920,9
Fevereiro / 2017	915,2	923,9	920,5	924,0	920,9
Março / 2017	915,0	924,1	920,7	924,3	921,1
Abril / 2017		925,5	922,1	925,7	924,4
Maio / 2017		926,6	923,1	926,7	925,4
Junho / 2017		928,9	925,4	927,8	927,4

Fonte: Do autor (2018).

**ANEXO C - Temperatura superficial da água do reservatório do Funil.**

<b>Data</b>	<b>Temperatura superficial da água (°C)</b>			
	<b>Sensor Tw 1</b>	<b>Sensor Tw 2</b>	<b>Sensor Tw 3</b>	<b>Média</b>
Janeiro / 2016	25,7	26,0	25,7	25,8
Fevereiro / 2016	26,4	27,1	25,6	26,4
Março / 2016	25,9	26,3	26,5	26,2
Abril / 2016	26,4	25,3	25,8	25,8
Mai / 2016	22,7	21,7	22,6	22,4
Junho / 2016	20,0	18,9	20,1	19,7
Julho / 2016	19,6	18,7	19,5	19,3
Agosto / 2016	20,7	19,9	20,5	20,4
Setembro / 2016	23,2	22,0	21,6	22,3
Outubro / 2016	24,3	23,6	23,0	23,6
Novembro / 2016	25,5	24,5	23,9	24,6
Dezembro / 2016	25,8	25,8	24,9	25,5

**Fonte:** Do autor (2018).

**ANEXO D - Evaporação, evapotranspiração real da área inundada e evaporação líquida do reservatório da UHE Funil no período em estudo.**

<b>Data</b>	<b>Evaporação (mm.mês<sup>-1</sup>)</b>	<b>Evapotranspiração (mm.mês<sup>-1</sup>)</b>	<b>Evaporação líquida (mm.mês<sup>-1</sup>)</b>
Julho / 2015	55	31	24
Agosto / 2015	97	40	57
Setembro / 2015	98	45	53
Outubro / 2015	144	90	54
Novembro / 2015	120	77	43
Dezembro / 2015	122	96	26
Janeiro / 2016	131	88	43
Fevereiro / 2016	113	91	22
Março / 2016	122	80	42
Abril / 2016	132	76	56
Mai / 2016	121	45	76
Junho / 2016	88	29	59
Julho / 2016	82	33	49
Agosto / 2016	91	36	55
Setembro / 2016	123	57	66
Outubro / 2016	136	80	56
Novembro / 2016	132	87	45
Dezembro / 2016	137	117	20
Janeiro / 2017	159	125	34
Fevereiro / 2017	153	111	42
Março / 2017	164	98	66
Abril / 2017	140	70	70
Mai / 2017	102	42	60
Junho / 2017	81	33	48

**Fonte:** Do autor (2018).



**ANEXO E – Pegada hídrica bruta e líquida da UHE Funil no período em estudo, e respectiva geração de energia.**

Data	Geração (x10 <sup>3</sup> GJ)	Pegada Hídrica (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	
		PH Bruta	PH Líquida
Julho / 2015	81,8	23,4	10,5
Agosto / 2015	74,6	45,1	26,5
Setembro / 2015	104,0	32,7	17,6
Outubro / 2015	120,5	41,3	15,6
Novembro / 2015	209,8	19,7	7,0
Dezembro / 2015	290,0	14,5	3,2
Janeiro / 2016	337,9	13,4	4,4
Fevereiro / 2016	305,8	12,7	2,5
Março / 2016	253,7	16,5	5,7
Abril / 2016	134,6	33,8	14,3
Mai / 2016	111,3	37,4	23,6
Junho / 2016	110,5	27,6	18,6
Julho / 2016	89,4	31,8	19,0
Agosto / 2016	87,1	36,0	21,7
Setembro / 2016	127,0	33,4	18,1
Outubro / 2016	162,4	28,9	11,9
Novembro / 2016	225,0	20,2	6,8
Dezembro / 2016	288,8	16,4	2,5
Janeiro / 2017	262,9	20,8	4,4
Fevereiro / 2017	163,5	32,2	8,8
Março / 2017	152,7	36,9	14,8
Abril / 2017	103,8	46,6	23,3
Mai / 2017	103,3	34,1	20,1
Junho / 2017	95,8	29,2	17,2

**Fonte:** Do autor (2018).

## **CAPÍTULO 3 PEGADA HÍDRICA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DO SIN NA REGIÃO HIDROGRÁFICA DO PARANÁ**

### **1 INTRODUÇÃO**

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), na Região Hidrográfica do Paraná, aproximadamente, 68% do potencial hidráulico inventariado já foram aproveitados com a construção de usinas hidrelétricas. Assim, a região hidrográfica em estudo é a mais importante para hidroeletricidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), representando 49,2% da capacidade instalada e responsável por 63,3% da geração hidrelétrica do SIN no ano de 2016 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2017b; ITAIPU BINACIONAL, 2017; OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS, 2017b).

A hidroeletricidade, apesar de ser considerada uma fonte de geração de energia de baixo impacto ambiental, caracteriza-se como de elevado consumo de água por unidade de energia produzida, entre as fontes, renováveis e não renováveis mais usadas atualmente (HOEKSTRA, 2017; MEKONNEN; GERBENS-LEENES; HOEKSTRA, 2016; WILSON; LEIPZIG; GRIFFITHS-SATTENSPIEL, 2012; ZHAO; LIU, 2015). A discussão sobre as usinas hidrelétricas como uso consuntivo dos recursos hídricos relaciona-se diretamente ao conceito de pegada hídrica, obtida pela relação entre a evaporação do reservatório e a geração de energia, expressa em  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$  (BUENO; MELLO, 2015; MEKONNEN; HOEKSTRA, 2011).

A pegada hídrica das usinas hidrelétricas brasileiras depende diretamente do planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela definição dos montantes de energia a serem gerados em cada

aproveitamento. Objetivando o menor custo de produção da energia, o despacho realizado pelo ONS leva em conta a otimização da geração total na cascata de usinas hidrelétricas de uma mesma bacia hidrográfica. Além disto, observando a diversidade climática do país, os aproveitamentos localizados em bacias em situações mais favoráveis (maiores volumes de chuvas e armazenamento de água nos reservatórios) produzem e exportam energia elétrica para as regiões que se encontram em condição de menor disponibilidade hídrica (ONS, 2017a).

Portanto a análise da pegada hídrica por bacia hidrográfica representa melhor a relação entre a perda de água por evaporação e a geração hidrelétrica, tendo em vista que o planejamento da operação das usinas e reservatórios do SIN se dá de forma interligada pelo ONS.

Neste contexto, a segunda parte da tese consistiu em um estudo de pegada hídrica de usinas hidrelétricas com maior abrangência espacial do que o apresentado no Capítulo 2, contemplando os 62 aproveitamentos hidrelétricos do SIN localizados na Região Hidrográfica do Paraná (Figura 1).

A análise foi realizada individualmente por aproveitamento e de forma sistêmica, considerando a geração hidrelétrica por bacia hidrográfica (dos rios Grande, Paranaíba, Tietê, Paranapanema e Iguaçu) e pela cascata de usinas localizadas na calha do rio Paraná.

A representatividade temporal da pegada hídrica corresponde a um período de 15 anos, compreendido entre os anos de 2002 e 2016. Neste caso, diferente da pegada hídrica da UHE Funil, o estudo foi desenvolvido com base em dados obtidos de diferentes fontes secundárias de informações: AGÊNCIA NACIONAL DAS ÁGUAS - ANA (2017); ANEEL (2017a, 2017b, 2017c); EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE (2017); INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA - INMET (2017); ONS (2016, 2017b).

Em síntese, os objetivos da segunda parte da tese foram:

- Quantificar, individualmente, a pegada hídrica das 62 usinas hidrelétricas do SIN, localizadas na Região Hidrográfica do Paraná, no período de 2002 a 2016, comparando os resultados com valores indicados para outras usinas hidrelétricas no Brasil e no mundo.
- Quantificar a pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN por bacia da Região Hidrográfica do Paraná, no período de 2002 a 2016, considerando a operação conjunta da cascata de usinas localizadas em cada bacia (rio Grande, Paranaíba, Tietê, Paranapanema, Iguaçu e calha do rio Paraná), comparando os resultados com valores indicados para outras usinas hidrelétricas no Brasil e no mundo.
- Analisar o comportamento interanual da pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN, na Região Hidrográfica do Paraná e sua relação com a produção de energia individual e conjunta (por bacia) e com outros fatores, tais como: a evaporação líquida dos reservatórios, sua posição geográfica na bacia e característica de regularização (de cabeceira, fio d'água, de acumulação), o tipo de clima, e a relação área inundada por potência instalada.

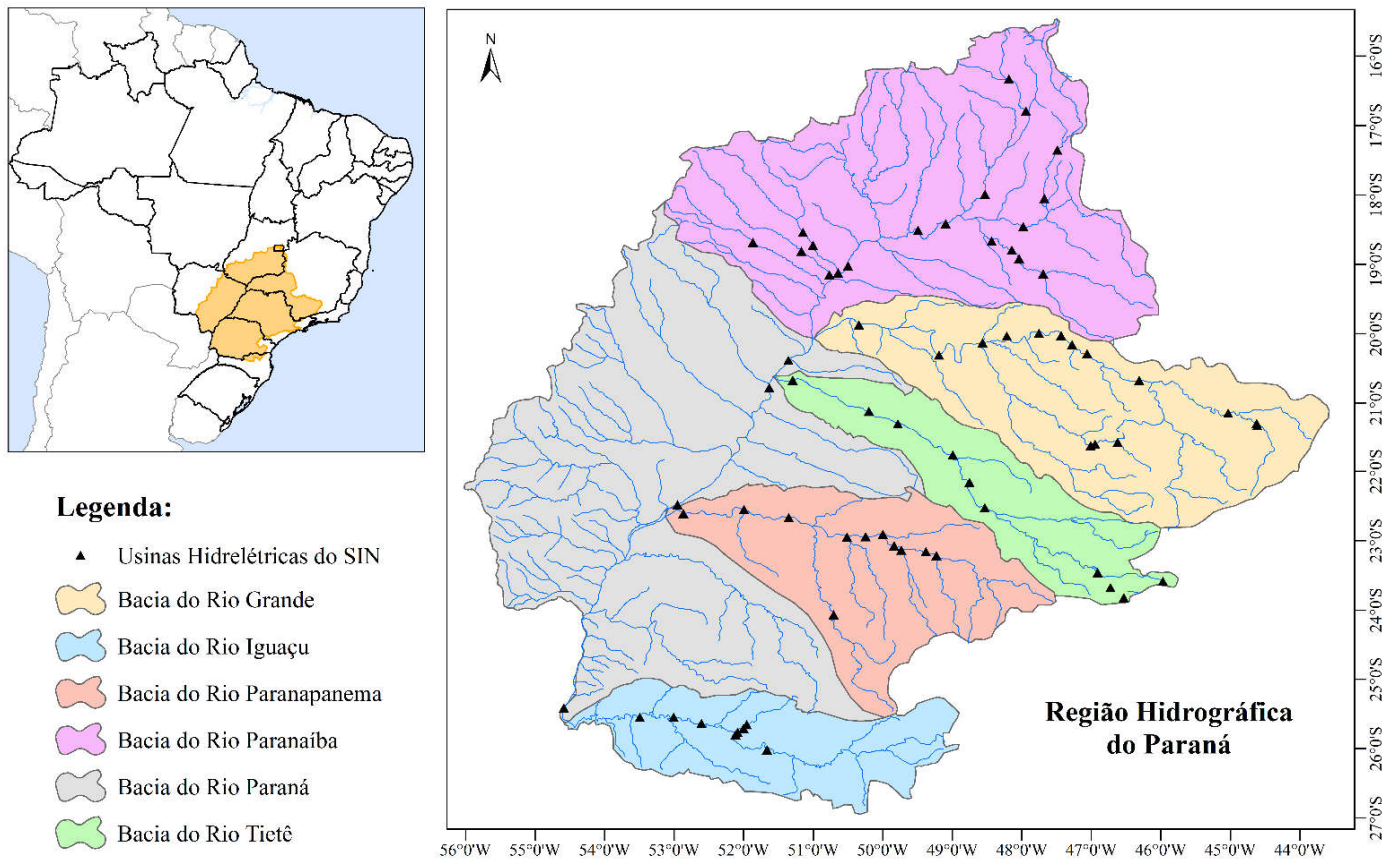
## **2 MATERIAIS E MÉTODOS**

### **2.1 Caracterização da Região Hidrográfica do Paraná**

#### ***2.1.1 Caracterização climática***

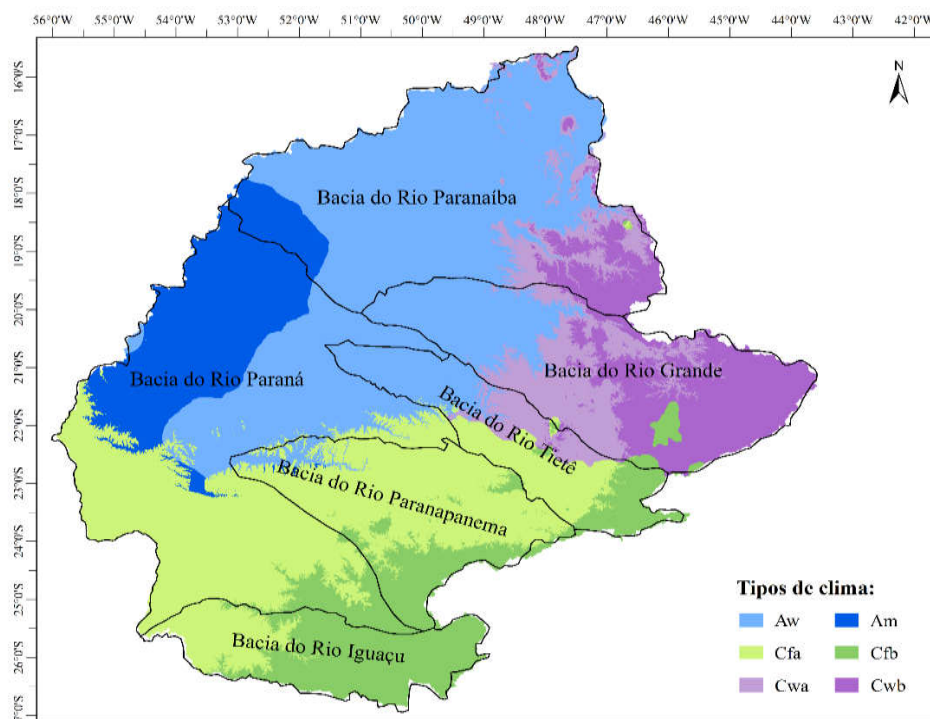
A Região Hidrográfica do Paraná, conforme classificação de Köppen e Geiger (1936) adotado por Alvares et al. (2013), apresenta duas zonas climáticas: zona tropical “A” ao Norte, Oeste e Noroeste; e zona subtropical úmida “C” ao Sul, Oeste, Leste e Nordeste da região em estudo. De acordo com a Figura 2, observa-se a predominância do clima subtropical úmido cobrindo 55% de seu território, sendo: Cfa (25%) e Cfb (12%) ao Sul e Sudoeste; Cwa (8%) e Cwb (10%) a Leste e Nordeste. O restante da Região Hidrográfica do Paraná caracteriza-se por um clima tropical, com Aw (34%) e Am (11%) ao Norte, Oeste e Noroeste da região, respectivamente. Segundo Alvares et al. (2013), o clima tropical do tipo Aw caracteriza-se por inverno seco, com a temperatura média do mês mais frio superior a 18°C. As precipitações anuais são superiores a 750 mm, predominantemente no verão. O clima Am é uma transição entre os tipos climáticos Af e Aw, caracterizando-se por temperatura média do mês mais frio superior a 18°C e uma estação seca de pequena duração. Entre os climas subtropicais, o Cwa caracteriza-se por inverno seco e frio (temperaturas inferiores a 18°C) e verão quente (com temperaturas superiores a 22°C) e chuvoso. No clima Cwb (subtropical de altitude) também predomina o inverno seco e frio, mas com verão ameno (temperatura média do mês mais quente inferior a 22°C) e chuvoso. Os climas Cfa e Cfb não apresentam estações secas. O Cfa caracteriza-se por verão quente (temperaturas superiores a 22°C), enquanto o Cfb é um clima mais temperado com chuvas uniformemente distribuídas (entre 1.100 e 2.000 mm.ano<sup>-1</sup>) e verão ameno (temperatura média do mês mais quente inferior a 22°C).

Figura 1 – A Região Hidrográfica do Paraná, suas bacias e as usinas hidrelétricas do SIN.



Fonte: Do autor (2018).

Figura 2 – Caracterização climática da Região Hidrográfica do Paraná, conforme classificação de Köppen e Geiger (1936).



Fonte: Adaptado de Alvares et al. (2013).

Especialmente por bacias da Região Hidrográfica do Paraná, o clima pode ser caracterizado como:

- Bacia do rio Paranaíba: apresenta um clima predominantemente do tipo Aw, com pequenas áreas a Oeste (na divisa de Goiás com Mato Grosso do Sul) com clima do tipo Am, e a Leste (sub-bacia do rio Araguari, em MG), com climas Cwa e Cwb.
- Bacia do rio Grande: é segmentada em três regiões com climas distintos, sendo Cwb na região de cabeceira (com fragmentos de Cfb), seguido de Cwa no trecho médio da bacia e Aw na parte baixa.
- Bacia do rio Tietê: apresenta quatro tipos climáticos, sendo Cfb na cabeceira da bacia (região metropolitana de São Paulo); Cfa no

trecho médio do rio Tietê; Cwa também no trecho médio (na área das sub-bacias que fazem divisa com a bacia do rio Grande); e Aw no baixo curso do rio Tietê, a jusante da UHE Ibitinga.

- Bacia do rio Paranapanema: predomina o clima Cfa, com áreas ao Sul (sobretudo, na cabeceira da sub-bacia do rio Tibagi) com clima Cfb; fragmentos de Aw na parte baixa da bacia (no trecho do vale do rio Paranapanema, a jusante da UHE Capivara).
- Bacia do rio Iguaçu: caracterizada por um clima Cfa no baixo curso e a predominância de clima Cfb no trecho alto e médio da bacia.
- O clima nos locais onde estão instalados os aproveitamentos hidrelétricos, na calha do rio Paraná, é classificado como Aw nas regiões dos reservatórios das usinas de Ilha Solteira, Jupia e Porto Primavera e Cfa na área correspondente ao reservatório de Itaipu.

A Região Hidrográfica do Paraná apresenta grandes variações espaciais e temporais nos parâmetros climáticos, com impacto direto na disponibilidade hídrica e que reflete no potencial e geração hidrelétrica. De modo geral, as condições climáticas na Região Hidrográfica do Paraná dependem do controle da massa Tropical Atlântica; frentes frias; incursões da massa de ar Tropical Continental; permanência das frentes da Zona de Convergência do Atlântico Sul – ZCAS; e das perturbações frontais originadas pelo relevo. Assim, as condições climáticas na região são bastante instáveis e de dinâmica complexa, alternando situações diferenciadas, tais como secas e enchentes (BRASIL, 2006).

A precipitação média na região é de  $1.511 \text{ mm.ano}^{-1}$ , com valores acima de 2.000 mm junto à Serra do Mar. O período mais chuvoso ocorre entre novembro a fevereiro. A temperatura média do ar é de  $22^{\circ}\text{C}$ , oscilando entre  $16^{\circ}$  e  $28^{\circ}\text{C}$ , sendo as maiores médias concentradas na parte central (calha do rio Paraná e arredores) e Noroeste (bacia do rio Paranaíba).



### 2.1.2 *Bacias hidrográficas*

A Região Hidrográfica do Paraná é constituída pela porção da bacia do rio Paraná situada no território nacional (CONSELHO NACIONAL DE RECURSOS HÍDRICOS - CNRH, 2003). O rio Paraná é formado, a partir da confluência dos rios Grande e Paranaíba, sendo seus principais afluentes no território brasileiro os rios Tietê, Paranapanema e Iguaçu, todos à margem esquerda. Nas bacias destes cursos d'água, encontram-se instaladas as usinas hidrelétricas do SIN. Além destes rios principais, existem tributários menores pela margem direita do rio Paraná, especialmente, no Mato Grosso do Sul (rios Verde, Pardo, Anhanduí, Ivinheima, Iguatemi), sendo que em nenhum destes cursos operam usinas hidrelétricas do SIN (ANA, 2015b).

A Região Hidrográfica do Paraná é dividida em 6 principais bacias hidrográficas, conforme estabelecido no Plano Nacional de Recursos Hídricos (BRASIL, 2006), apresentadas na Tabela 1 e ilustradas na Figura 1.

Tabela 1 – Bacias hidrográficas integrantes da Região Hidrográfica do Paraná.

<b>Bacia Hidrográfica</b>	<b>Área (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Abrangência Espacial</b>	<b>% da RH do Paraná</b>
Bacia do rio Paranaíba	222.767	DF, GO e MG	25,4%
Bacio do rio Grande	143.173	MG e SP	16,3%
Bacia do rio Tietê	71.940	MG e SP	8,2%
Bacia do rio Paranapanema	101.544	SP e PR	11,6%
Bacia do rio Iguaçu	65.558	PR e SC	7,5%
Bacia do rio Paraná <sup>1</sup>	272.410	SP, PR e MS	31,0%
<b>Região Hidrográfica Paraná</b>	<b>877.393</b>	<b>6 estados e DF</b>	<b>100%</b>

Notas: 1 - Áreas de contribuição direta ao rio Paraná, especialmente pela margem direita (Mato Grosso do Sul).

**Fonte:** Brasil (2006).

Em termos de abrangência espacial, a Região Hidrográfica do Paraná ocupa cerca de 10% do território brasileiro, com áreas em 7 unidades da federação. Populacionalmente, destaca-se a bacia do rio Tietê com cerca de 48% da população total da Região Hidrográfica do Paraná, seguida das bacias do rio Grande (14%) e do Paranaíba (13%). As bacias do Paranapanema e Iguaçu são as menos populosas, com 7,1 e 7,6%, respectivamente (BRASIL, 2006).

### ***2.1.3 Uso dos recursos hídricos na Região Hidrográfica do Paraná***

Segundo a ANA (2015b), a Região Hidrográfica do Paraná é a mais populosa do país (com um terço da população brasileira), predominantemente urbana (mais de 90%) e de maior desenvolvimento econômico (40% do PIB brasileiro); com as maiores demandas consuntivas por recursos hídricos (31% do total nacional), com destaque para a irrigação (42% da demanda total da região), indústria (28%) e abastecimento humano (24%).

As maiores vazões de retirada estão localizadas, nos cursos d'água localizados em regiões metropolitanas (São Paulo, Campinas, Uberlândia, Goiânia, Curitiba), onde se verifica o predomínio do uso para abastecimento humano e industrial. Existe outro fator de pressão sobre os recursos hídricos pelo uso intensivo da água para irrigação. A Região Hidrográfica do Paraná soma a maior área irrigada do país, 36,3% do total. As captações de água para irrigação concentram-se, principalmente, em São Paulo, Goiás e Minas Gerais, mais precisamente na bacia do rio Grande (sub-bacias dos rios Pardo e Mogi-Iguaçu) e na bacia do rio Paranaíba (nos estados de Goiás e Minas Gerais).

No que diz respeito à distribuição dos usos consuntivos dos recursos hídricos, nas bacias que compõem a Região Hidrográfica do Paraná, de acordo com o Plano Nacional de Recursos Hídricos (BRASIL, 2006), nas bacias dos rios Tietê e Iguaçu predominam demandas industriais, seguidas de perto de

consumo humano, sobretudo, nas regiões metropolitanas de São Paulo, Campinas e Curitiba. Nas bacias dos rios Grande e Paranaíba, predominam demandas para irrigação, enquanto, na bacia do Paranapanema e Paraná, as demandas para fins urbano e irrigação apresentam mesmo patamar, destacando-se, ainda, o consumo animal, especialmente, no Mato Grosso do Sul.

A bacia do rio Tietê concentra as maiores captações de água para atendimento dos diferentes usos consuntivos, correspondente a 48% da vazão total de retirada na Região Hidrográfica do Paraná, seguido das bacias dos rios Grande (17,6%) e Paranaíba (12,3%). As bacias dos rios Paranapanema (6,5%) e Iguaçu (5,2%) apresentam os menores somatórios de vazões de retirada, segundo o Plano Nacional de Recursos Hídricos (BRASIL, 2006).

Em termos de usos não consuntivos dos recursos hídricos na Região Hidrográfica do Paraná, além da grande relevância da hidroeletricidade, a pesca esportiva e o turismo são praticados em todas as bacias da região, principalmente, nos reservatórios ao longo dos rios Tietê, Grande, Paranapanema e Paranaíba. Além destes, destaca-se como uso não consuntivo a hidrovia Tietê-Paraná, que possibilita a navegação entre São Paulo, Goiás, Paraná, Minas Gerais e Mato Grosso do Sul (em um total de 220 municípios), ao longo dos rios Tietê, Paranaíba e Paraná. Essa atividade de navegação requer o ajuste das regras operacionais das usinas hidrelétricas e reservatórios do SIN à manutenção de volumes mínimos dos cursos d'água para o transporte fluvial (ANA, 2015b).

#### ***2.1.4 Potencial e geração hidrelétrica na Região Hidrográfica do Paraná***

Na Região Hidrográfica do Paraná encontram-se instalados 67 aproveitamentos do SIN (indicados na Figura 1), sendo 31 usinas a fio d'água,

31 usinas com reservatórios de regularização e 5 reservatórios sem usina de geração de energia, conforme diagrama esquemático ilustrado na Figura 3.

Os aproveitamentos, localizados na calha do rio Paraná, são os de maior capacidade instalada, com destaque para a UHE Itaipu, a maior usina do mundo em termos de geração de energia.

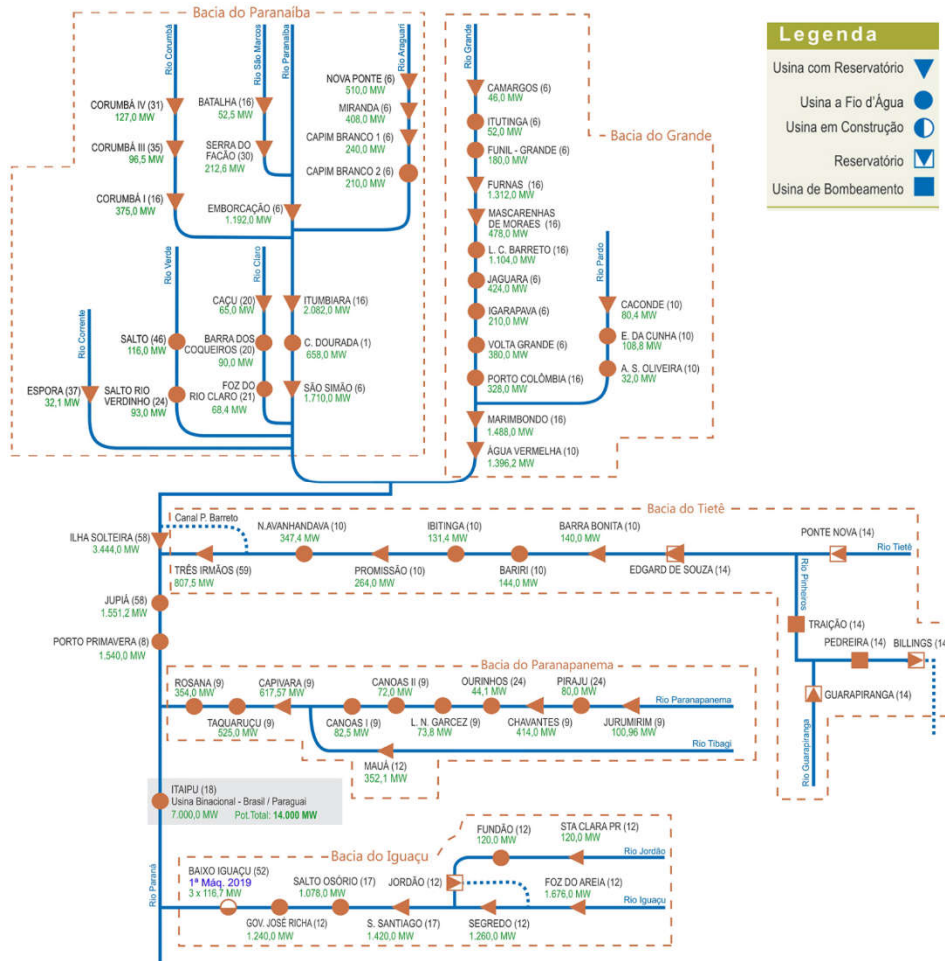
Além de Itaipu e dos demais aproveitamentos na calha do rio Paraná (Ilha Solteira, Jupiá e Porto Primavera), destacam-se pela importância para o SIN os reservatórios e as usinas de: Emborcação, Itumbiara e São Simão no rio Paranaíba; Furnas, Marimbondo e Água Vermelha no rio Grande; Foz do Areia, Segredo, Salto Santiago e Gov. José Richa, no rio Iguaçu.

Na cabeceira da bacia do rio Tietê, estão localizados 4 reservatórios (Edgard de Souza, Ponte Nova, Guarapiranga e Billings) que, apesar de integrarem o SIN, não apresentam unidades de geração e são relativamente pequenos para o setor elétrico, em termos de volume de acumulação e regularização de vazões. Estes reservatórios são de grande importância, para atendimentos de outros usos dos recursos hídricos, como controle de cheias e, especialmente, o abastecimento humano da Região Metropolitana de São Paulo.

As Figuras 4 a 9, a seguir, apresentam, por bacia hidrográfica, a localização dos aproveitamentos hidrelétricos do SIN. O número N indicado para cada usina corresponde a um identificador adotado no presente estudo, compatível com as tabelas e mapas apresentados nos Resultados.

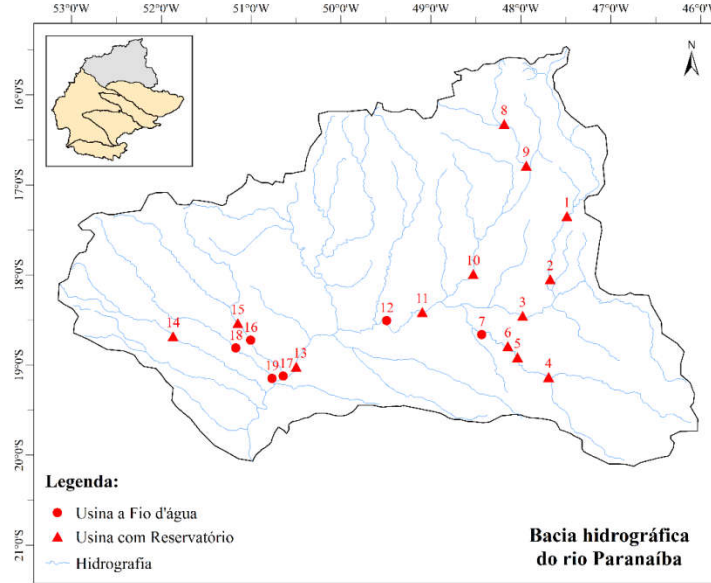
Para o estudo da pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN por bacia da Região Hidrográfica do Paraná, os dados das usinas hidrelétricas foram agrupados nas respectivas bacias. Para isto, acumularam-se as áreas inundadas pelos reservatórios, a potência instalada e a geração de energia de todos os aproveitamentos hidrelétricos localizados dentro de uma mesma bacia hidrográfica. Os valores estão apresentados na Tabela 2.

Figura 3 - Diagrama esquemático das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na Região Hidrográfica do Paraná.



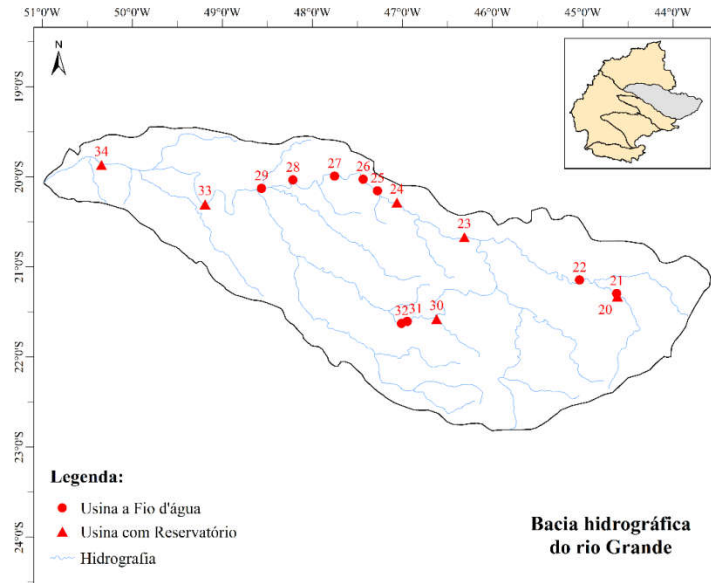
Fonte: Adaptado de ONS (2017b).

Figura 4 – Usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Paranaíba.



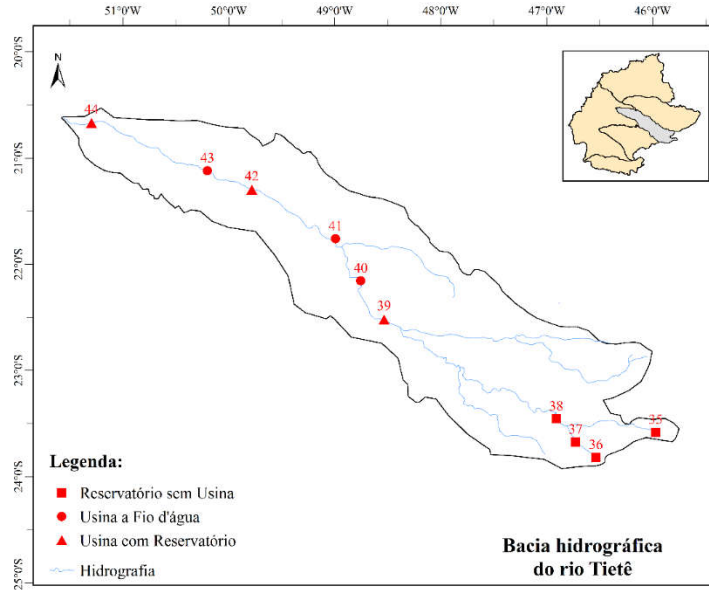
Fonte: Do autor (2018).

Figura 5 – Usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Grande.



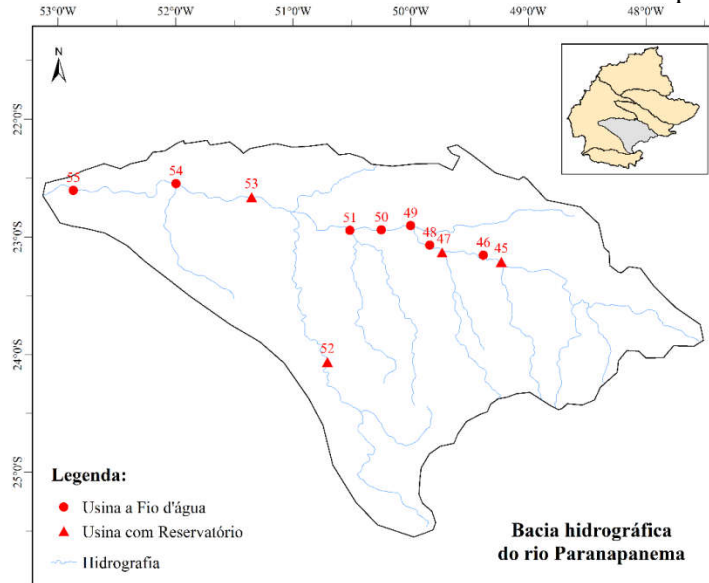
Fonte: Do autor (2018).

Figura 6 – Usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Tietê.



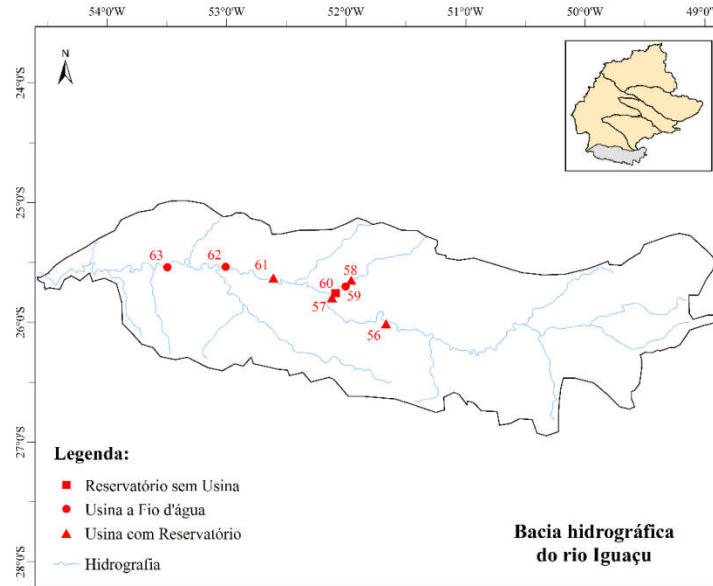
Fonte: Do autor (2018).

Figura 7 – Usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Paranapanema.



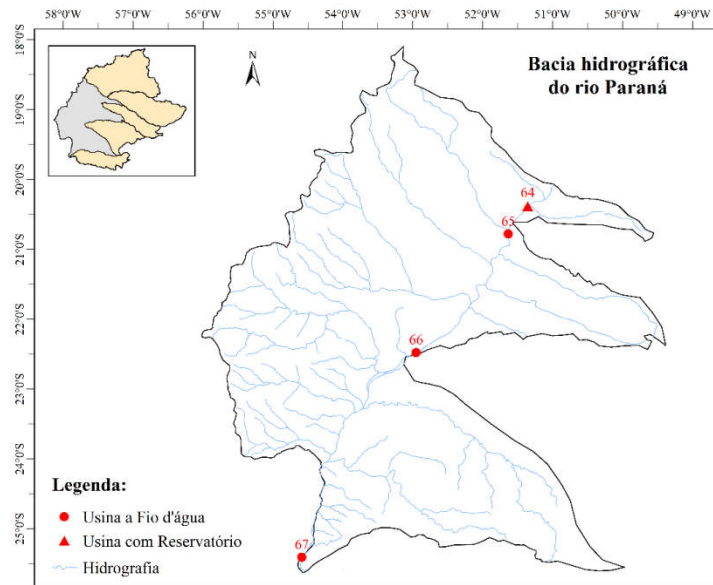
Fonte: Do autor (2018).

Figura 8 – Usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Iguazu.



Fonte: Do autor (2018).

Figura 9 – Usinas hidrelétricas do SIN localizadas na calha do rio Paraná.



Fonte: Do autor (2018).



Tabela 2 – Usinas hidrelétricas por bacias da Região Hidrográfica do Paraná.

Bacia Hidrográfica	Quantidade de Usinas <sup>1</sup>		Potência Instalada <sup>1</sup>		Geração em 2016 <sup>2</sup>		Área Inundada <sup>3</sup>	
	Nº	%	MW	%	MW médio	%	km <sup>2</sup>	%
Paranaíba	19	31%	8.338	17%	3.066	11%	2.744	19%
Grande	15	24%	7.619	16%	3.064	11%	2.927	20%
Tietê	6	10%	1.834	4%	914	3%	2.028	14%
Paranapanema	11	18%	2.716	6%	2.052	7%	1.745	12%
Iguaçu	7	11%	6.914	14%	4.634	16%	598	4%
Rio Paraná	4	6%	20.535	43%	15.231	53%	4.696	32%
<b>Total</b>	<b>62</b>	<b>100%</b>	<b>47.957</b>	<b>100%</b>	<b>28.961</b>	<b>100%</b>	<b>14.738</b>	<b>100%</b>

**Fonte:** 1 - ONS (2017b), incluindo a capacidade total instalada de Itaipu. Data base: Dezembro/2016. 2 – ANEEL (2017b) e Itaipu Binacional (2017), média de 2016. 3 - ANA (2017) e ONS (2016), média de 2016.

O elevado potencial e a elevada geração hidrelétrica, na calha do rio Paraná, deve-se principalmente à usina de Itaipu. Observa-se certa similaridade entre as bacias dos rios Paranaíba e Grande, em termos de área total inundada pelos reservatórios, potência instalada e geração hidrelétrica dos aproveitamentos do SIN localizados nestas bacias. Destaque, também, para elevada capacidade instalada e geração hidrelétrica, na bacia do rio Iguaçu e, relativamente, pequena área inundada, reflexo de uma maior altura de queda dos aproveitamentos localizados nesta bacia em relação às usinas das demais bacias em estudo. As bacias dos rios Tietê e Paranapanema caracterizam-se como de menor relevância em termos de potencial e geração hidrelétrica do SIN na Região Hidrográfica do Paraná. Além da existência de reservatórios de usos múltiplos, na região de cabeceira, uma característica particular da bacia do rio Tietê, que impacta diretamente na geração hidrelétrica, são as restrições nas regras operativas dos reservatórios em termos de deplecionamentos de níveis e vazões defluentes, para não prejudicar a operação da hidrovia Tietê-Paraná.

## **2.2 Dados operacionais das usinas hidrelétricas em estudo**

O recorte temporal do estudo foi definido, conforme a disponibilidade de dados e, principalmente, o início da operação de cada aproveitamento hidrelétrico, limitando-se ao período de janeiro de 2002 a dezembro de 2016 (15 anos). Ressalta-se que algumas usinas entraram em operação durante este período em estudo. Além disto, em algumas usinas, observou-se um incremento na geração de energia com o início de funcionamento de novas unidades geradoras, influenciando nos resultados obtidos, especialmente, na série anual da pegada hídrica.

As Tabelas 3 a 8 apresentam, por bacia hidrográfica, os valores médios do período de 2002 a 2016 dos principais dados adotados no estudo de evaporação e pegada hídrica dos reservatórios e usinas do SIN na Região Hidrográfica do Paraná. O número N indicado para cada usina corresponde àqueles apresentados nas figuras (mapas) anteriores. O Anexo A apresenta outras informações relevantes dos aproveitamentos em estudo (coordenadas geográficas, altitude, curso d'água do barramento, data de início de operação).

As Figuras 10 a 12 ilustram, respectivamente, a distribuição espacial na Região Hidrográfica do Paraná da área inundada pelos reservatórios, capacidade instalada e geração de energia das usinas hidrelétricas do SIN.

Tabela 3 - Usinas hidrelétricas do SIN na bacia hidrográfica do rio Paranaíba: Dados médios de 2002 a 2016.

N	Nome da Usina Hidrelétrica / Reservatório	Potência <sup>1</sup> (MW)	Geração <sup>2</sup> (MWmédio)	Área <sup>3</sup> Inundada (km <sup>2</sup> )	Profundidade Média (m.)
1	UHE Batalha / Paulista	53	18	98	9
2	UHE Serra do Facão	213	79	161	22
3	UHE Emborcação / Theodomiro Carneiro Santiago	1.192	435	345	35
4	UHE Nova Ponte	510	236	329	26
5	UHE Miranda	408	182	48	22
6	UHE Capim Branco 1 / Amador Aguiar I	240	158	31	8
7	UHE Capim Branco 2 / Amador Aguiar II	210	132	54	9
8	UHE Corumbá IV	127	59	153	22
9	UHE Corumbá III	97	38	65	12
10	UHE Corumbá I	375	213	52	23
11	UHE Itumbiara	2.082	849	584	20
12	UHE Cachoeira Dourada	658	357	69	7
13	UHE São Simão	1.710	1.262	583	19
14	UHE Espora	32	26	25	6
15	UHE Caçu	65	39	16	13
16	UHE Barra dos Coqueiros	90	54	26	12
17	UHE Foz do Rio Claro / Eng. José Luiz Muller de Godoy	68	43	8	12
18	UHE Salto	116	72	60	14
19	UHE Salto Rio Verdinho	93	62	37	11

Data base: Dezembro/2016. Consistência do autor.

**Fonte:** ANA (2017), ANEEL (2017b) e ONS (2017b).

Tabela 4 - Usinas hidrelétricas do SIN na bacia hidrográfica do rio Grande: Dados médios de 2002 a 2016.

N	Nome da Usina Hidrelétrica / Reservatório	Potência <sup>1</sup> (MW)	Geração <sup>2</sup> (MWmédio)	Área <sup>3</sup> Inundada (km <sup>2</sup> )	Profundidade Média (m.)
20	UHE Camargos	46	19	59	9
21	UHE Itutinga	52	25	1,6	7
22	UHE Funil Grande	180	82	38	7
23	UHE Furnas	1.312	531	1.209	15
24	UHE Peixoto / Marechal Mascarenhas de Moraes	478	81	240	15
25	UHE Estreito / Luis Carlos Barreto de Carvalho	1.104	410	47	29
26	UHE Jaguará	424	284	34	12
27	UHE Igarapava	210	125	52	5
28	UHE Volta Grande	380	216	202	11
29	UHE Porto Colômbia	328	205	144	10
30	UHE Caconde / Graminha	80	39	23	15
31	UHE Euclides da Cunha	109	53	1,1	12
32	UHE Limoeiro / Armando Salles de Oliveira	32	15	2,7	8
33	UHE Marimbondo	1.488	712	324	12
34	UHE Água Vermelha / José Ermírio de Moraes	1.396	789	551	16

Data base: Dezembro/2016. Consistência do autor.

**Fonte:** ANA (2017), ANEEL (2017b) e ONS (2017b).

Tabela 5 - Usinas hidrelétricas do SIN na bacia hidrográfica do rio Tietê: Dados médios de 2002 a 2016.

N	Nome da Usina Hidrelétrica / Reservatório	Potência <sup>1</sup> (MW)	Geração <sup>2</sup> (MWmédio)	Área <sup>3</sup> Inundada (km <sup>2</sup> )	Profundidade Média (m.)
35	Reservatório Ponte Nova			18	9
36	Reservatório Billings			102	7
37	Reservatório Guarapiranga			26	5
38	Reservatório Edgard de Souza			0,46	8
39	UHE Barra Bonita	140	63	277	9
40	UHE Bariri / Álvaro de Souza Lima	144	73	63	8
41	UHE Ibitinga	131	78	115	8
42	UHE Promissão / Mário Lopes Leão	264	128	510	13
43	UHE Nova Avanhandava / Rui Barbosa	347	160	212	13
44	UHE Três Irmãos	808	289	704	17

Data base: Dezembro/2016. Consistência do autor.

**Fonte:** ANA (2017), ANEEL (2017b) e ONS (2017b).

Tabela 6 - Usinas hidrelétricas do SIN na bacia hidrográfica do rio Paranapanema: Dados médios de 2002 a 2016.

N	Nome da Usina Hidrelétrica / Reservatório	Potência <sup>1</sup> (MW)	Geração <sup>2</sup> (MWmédio)	Área <sup>3</sup> Inundada (km <sup>2</sup> )	Profundidade Média (m.)
45	UHE Jurumirim / Armando Avellanal Laydner	101	62	408	15
46	UHE Piraju	80	51	13	8
47	UHE Chavantes	414	217	367	21
48	UHE Ourinhos	44	25	4,3	5
49	UHE Salto Grande / Lucas Nogueira Garcez	74	54	12	3
50	UHE Canoas II	72	52	24	6
51	UHE Canoas I	83	63	29	7
52	UHE Mauá / Governador Jayme Canet Júnior	352	290	82	25
53	UHE Capivara / Escola Engenharia Mackenzie	618	409	515	18
54	UHE Taquaruçu / Escola Politécnica	525	259	75	9
55	UHE Rosana	354	233	218	8

Data base: Dezembro/2016. Consistência do autor.

**Fonte:** ANA (2017), ANEEL (2017b) e ONS (2017b).

Tabela 7 - Usinas hidrelétricas do SIN na bacia hidrográfica do rio Iguaçu: Dados médios de 2002 a 2016.

N	Nome da Usina Hidrelétrica / Reservatório	Potência <sup>1</sup> (MW)	Geração <sup>2</sup> (MWmédio)	Área <sup>3</sup> Inundada (km <sup>2</sup> )	Profundidade Média (m.)
56	UHE Foz do Areia / Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto	1.676	671	113	40
57	UHE Segredo / Gov. Ney Aminthas de Barros Braga	1.260	728	79	36
58	UHE Santa Clara PR	120	73	17	20
59	UHE Fundão	120	76	2,2	16
60	Reservatório Jordão			3,4	31
61	UHE Salto Santiago	1.420	827	186	30
62	UHE Salto Osório	1.078	599	56	19
63	UHE Salto Caxias / Gov. José Richa	1.240	744	141	25

Data base: Dezembro/2016. Consistência do autor.

**Fonte:** ANA (2017), ANEEL (2017b) e ONS (2017b).

Tabela 8 - Usinas hidrelétricas do SIN na calha do rio Paraná: Dados médios de 2002 a 2016.

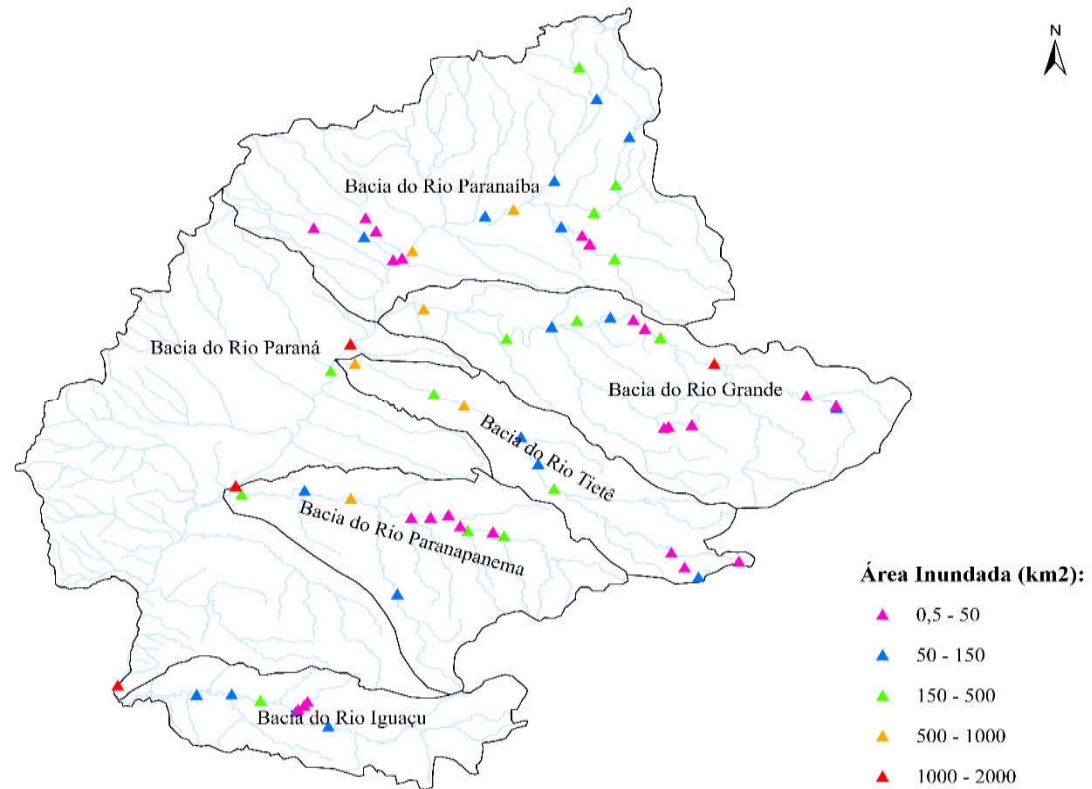
<b>N</b>	<b>Nome da Usina Hidrelétrica / Reservatório</b>	<b>Potência<sup>1</sup> (MW)</b>	<b>Geração<sup>2</sup> (MWmédio)</b>	<b>Área<sup>3</sup> Inundada (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Profundidade Média (m.)</b>
64	UHE Ilha Solteira	3.444	1.805	1.117	17
65	UHE Jupiá / Eng. Souza Dias	1.551	1.008	327	10
66	UHE Porto Primavera / Eng. Sérgio Motta	1.540	1.103	1.934	8
67	UHE Itaipu	14.000	10.455	1.318	21

Data base: Dezembro/2016. Consistência do autor.

**Fonte:** ANA (2017), ANEEL (2017b) e ONS (2017b).



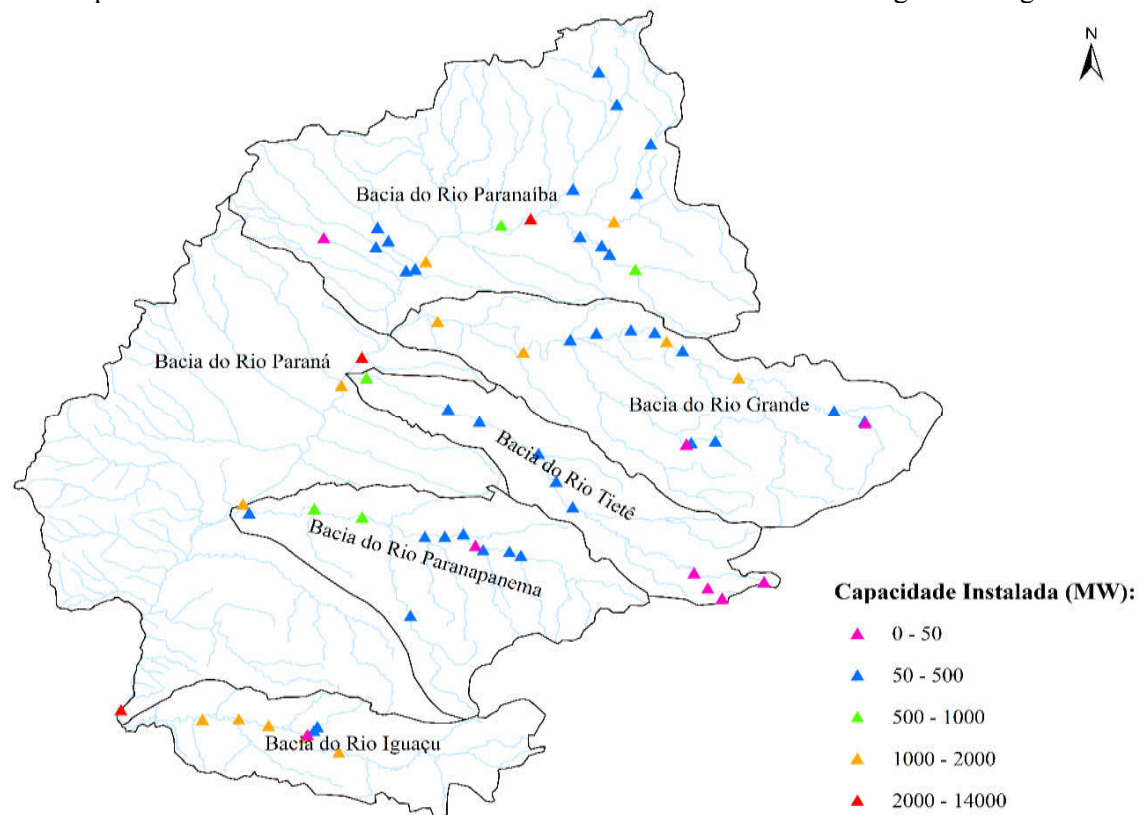
Figura 10 – Área inundada dos reservatórios das hidrelétricas do SIN localizadas na Região Hidrográfica do Paraná.



Notas: Área inundada média de 2002 a 2016. Consistência do autor.

**Fonte:** Elaborado a partir de ANA (2017) e ONS (2016).

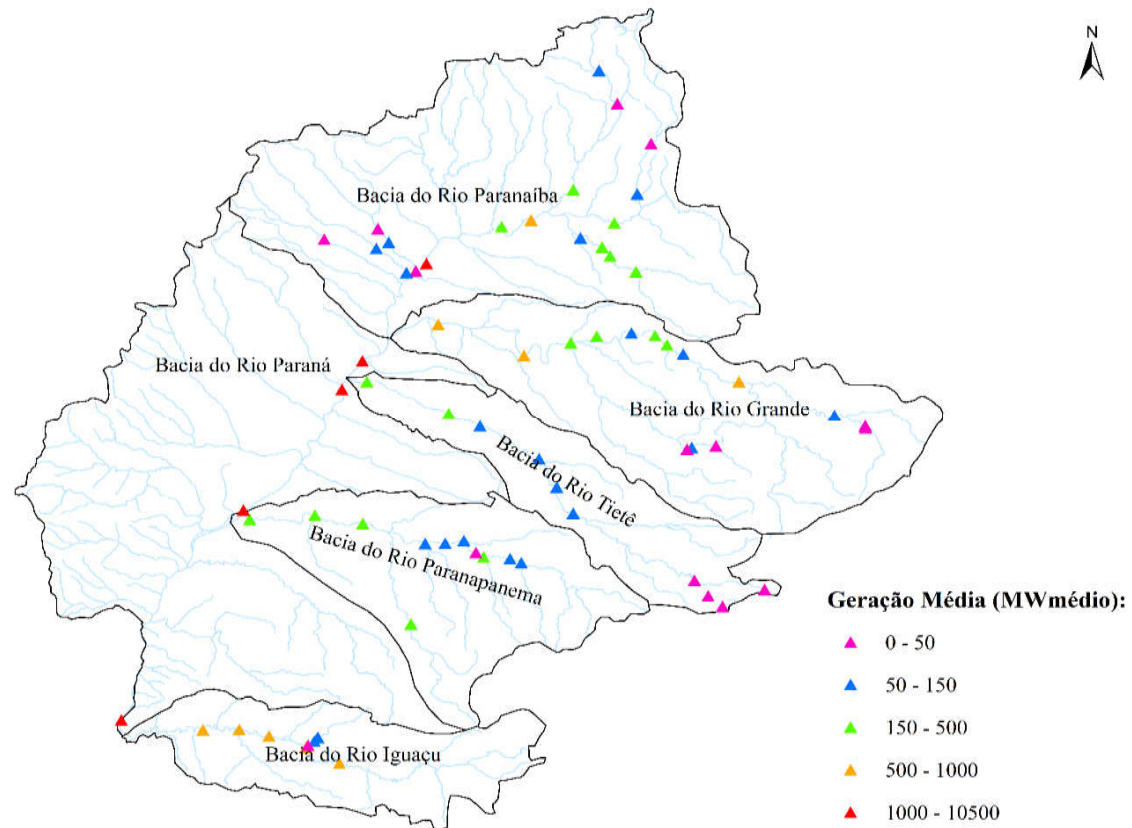
Figura 11 – Capacidade instalada das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na Região Hidrográfica do Paraná.



Data base: Dezembro/2016.

Fonte: ONS (2017b), incluindo a potência total de Itaipu.

Figura 12 – Produção de energia das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na Região Hidrográfica do Paraná.



Notas: Geração média de 2002 a 2016.

Fonte: ANEEL (2017b) e Itaipu Binacional (2017).

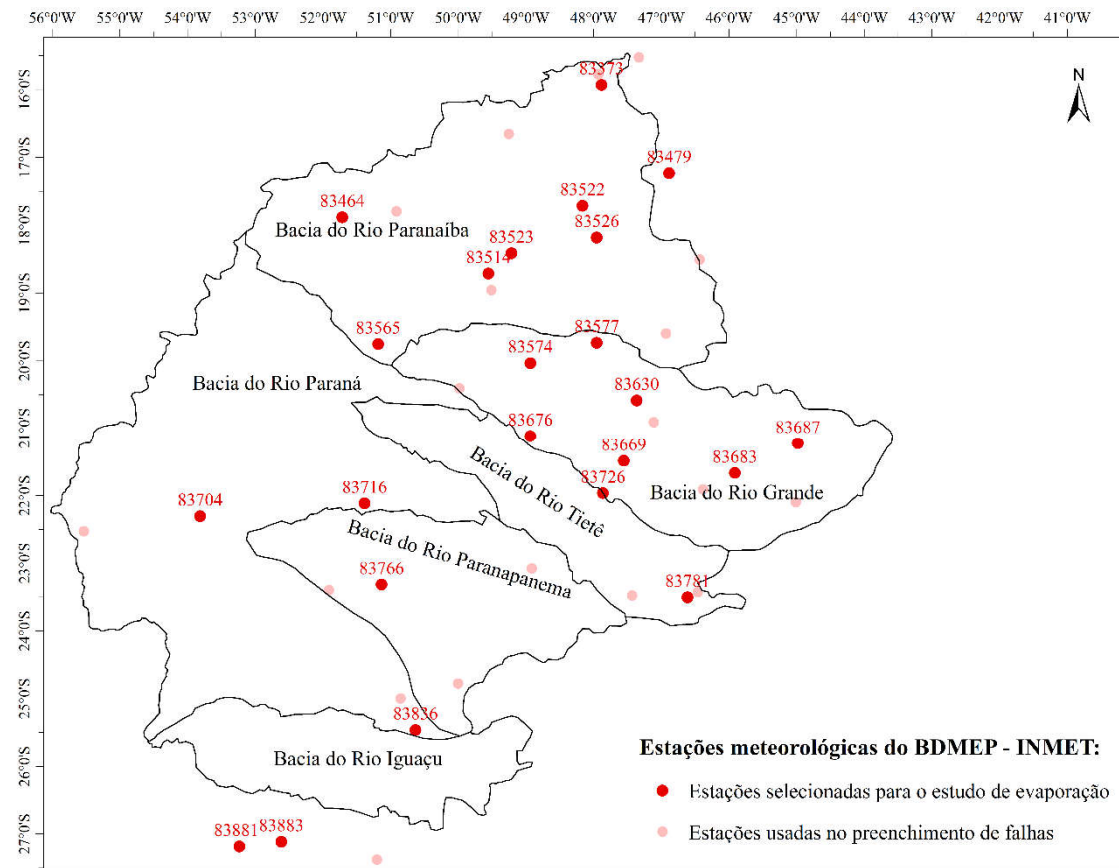
### 2.3 Dados meteorológicos

Para construção do banco de dados meteorológicos necessário ao cálculo da evaporação e evapotranspiração dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN, inicialmente, foram selecionadas mais de 50 estações climatológicas do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET– instaladas na Região Hidrográfica do Paraná e entorno, com séries mensais de dados disponíveis no BDMEP (INMET, 2017). A Figura 13 ilustra a distribuição espacial das estações selecionadas, incluindo aquelas adotadas para o preenchimento de falhas de dados de outras.

Adotou-se o critério de alocar a cada reservatório as séries históricas da estação meteorológica mais próxima, com dados disponíveis para o período em estudo. Assim, para cada aproveitamento hidrelétrico, foi selecionada uma estação climatológica base e outras duas para preenchimento de falhas desta primeira, seguindo os seguintes critérios de seleção:

- 1 – Disponibilidade no BDMEP, com poucas falhas, de dados mensais de temperatura do ar, umidade relativa, insolação e precipitação, para o período de janeiro de 2002 a dezembro de 2016.
- 2 - Latitude próxima ao reservatório, uma vez que esta é a característica que mais influencia na magnitude da insolação solar, variável na qual o programa WREVAP (para cálculo da evaporação) é mais sensível.
- 3 – Menor distância linear ao reservatório.
- 4 – Altitude próxima do nível d'água do reservatório.

Figura 13 – Estações meteorológicas do INMET na Região Hidrográfica do Paraná e entorno.



Fonte: Elaborado a partir do BDMEP (INMET, 2017).

Previamente ao preenchimento de falhas, foram verificados os outliers e erros aleatórios (de digitação) nas séries de dados de todas as estações selecionadas. O preenchimento de falhas das séries de dados da estação climatológica base se deu pelo melhor modelo de regressão (linear, potência ou polinomial), considerando o maior coeficiente de determinação  $R^2$  entre as duas outras estações climatológicas selecionadas para cada estação base. Por fim, quando necessário, foram preenchidas falhas com a média mensal dos meses correspondentes com dados disponíveis.

No final, foram selecionadas e consistidas as séries de dados mensais de 23 estações climatológicas base, adotadas no estudo de evaporação e evapotranspiração dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN, localizadas na Região Hidrográfica do Paraná.

A Tabela 9 apresenta as estações meteorológicas do INMET adotadas como referência para cada reservatório das usinas hidrelétricas em estudo.

A Tabela 10 apresenta, por estação selecionada do BDMEP, os valores médios das variáveis meteorológicas de interesse no período de 2002 a 2016.

Em termos de distribuição temporal, a Figura 14 apresenta, para cada variável meteorológica, as médias mensais das 23 estações do BDMEP selecionadas para caracterização da Região Hidrográfica do Paraná.

As Figuras 15 a 18 ilustram a distribuição espacial na Região Hidrográfica do Paraná da temperatura média do ar, umidade relativa, precipitação anual e insolação diária (valores médios do período de 2002 a 2016) interpolados espacialmente a partir dos valores pontuais das estações bases e por krigagem ordinária com semivariograma linear.

Tabela 9 - Associação entre as estações meteorológicas do BDMEP (INMET) e as usinas hidrelétricas do SIN, na Região Hidrográfica do Paraná, adotada como referência para a estimativa da evaporação. (Continua)

<b>Nome - Estado</b>	<b>Código</b>	<b>Usina Hidrelétrica</b>
Roncador - DF	83373	Corumbá IV
Jataí - GO	83464	Espora; Caçu; Barra dos Coqueiros; Salto
Paracatu - MG	83479	Batalha (Paulista); Corumbá III
Capinópolis - MG	83514	Cachoeira Dourada; São Simão; Salto Rio Verdinho; Foz do Rio Claro
Ipameri - GO	83522	Corumbá I
Itumbiara - GO	83523	Itumbiara
Catalão - GO	83526	Serra do Facão; Emborcação; Capim Branco 1 e 2 (Amador Aguiar)
Paranaíba - MS	83565	Água Vermelha; Três Irmãos; Ilha Solteira; Jupiá (Eng. Souza Dias)
Frutal - MG	83574	Porto Colômbia; Marimbondo
Uberaba - MG	83577	Jaguara; Igarapava; Volta Grande; Nova Ponte; Miranda
Franca - SP	83630	Peixoto (Marechal Mascarenhas de Moraes); Estreito (L. C. Barreto)
São Simão - SP	83669	Euclides da Cunha; Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)
Catanduva - SP	83676	Ibitinga; Promissão (Mário Lopes Leão); Nova Avanhandava
Machado - MG	83683	Caconde (Graminha)
Lavras - MG	83687	Camargos; Itutinga; Funil Grande; Furnas
Ivinhema - MS	83704	Rosana; Porto Primavera (Eng. Sérgio Motta)

Tabela 9 - Associação entre as estações meteorológicas do BDMEP (INMET) e as usinas hidrelétricas do SIN, na Região Hidrográfica do Paraná, adotada como referência para a estimativa da evaporação. (Conclusão)

<b>Nome - Estado</b>	<b>Código</b>	<b>Usina Hidrelétrica</b>
Presidente Prudente - SP	83716	Capivara (Escola Eng. Mackenzie); Taquaruçu (Escola Politécnica)
São Carlos - SP	83726	Barra Bonita; Bariri (Álvaro de Souza Lima)
Londrina – PR	83766	Jurumirim (Armando Avellanal Laydner); Piraju; Chavantes; Ourinhos; Salto Grande (Lucas Nogueira Garcez); Canoas I; Canoas II; Mauá
São Paulo (Santana) - SP	83781	Reservatórios Ponte Nova; Billings; Guarapiranga; Edgard de Souza
Irati – PR	83836	Foz do Areia (Gov. Bento Munhoz); Segredo (Gov. Ney Aminthas de Barros Braga); Santa Clara PR; Fundão; Reservatório Jordão
Iraí – RS	83881	Salto Osório; Salto Caxias (Gov. José Richa); Itaipu
Chapecó – SC	83883	Salto Santiago

**Fonte:** Do autor (2018).



Tabela 10 - Estações meteorológicas do INMET adotadas no estudo de evaporação. (Continua)

<b>Nome – Estado</b>	<b>Código</b>	<b>Latitude (graus)</b>	<b>Longitude (graus)</b>	<b>Temperatura Média do Ar (°C)</b>	<b>Umidade Relativa do Ar (%)</b>	<b>Insolação Diária (horas)</b>	<b>Precipitação Anual (mm.ano<sup>-1</sup>)</b>
Roncador - DF	83373	-15,93	-47,88	20,6	70,2	6,8	1.343
Jataí - GO	83464	-17,88	-51,71	22,8	68,5	6,5	1.620
Paracatu - MG	83479	-17,23	-46,88	23,5	68,9	7,5	1.431
Capinópolis - MG	83514	-18,71	-49,55	23,5	67,7	7,8	1.427
Ipameri - GO	83522	-17,71	-48,16	23,0	65,9	7,0	1.470
Itumbiara - GO	83523	-18,41	-49,21	24,3	66,1	7,2	1.337
Catalão - GO	83526	-18,18	-47,95	23,3	64,1	6,9	1.413
Paranaíba - MS	83565	-19,75	-51,18	24,5	65,9	7,4	1.410
Frutal - MG	83574	-20,03	-48,93	24,5	63,1	7,2	1.419
Uberaba - MG	83577	-19,73	-47,95	22,7	67,1	7,3	1.664
Franca - SP	83630	-20,58	-47,36	21,4	68,3	6,0	1.682
São Simão - SP	83669	-21,48	-47,55	22,5	68,1	6,9	1.359
Catanduva - SP	83676	-21,11	-48,93	23,5	66,6	5,9	1.168
Machado – MG	83683	-21,66	-45,91	20,4	74,8	5,5	1.434

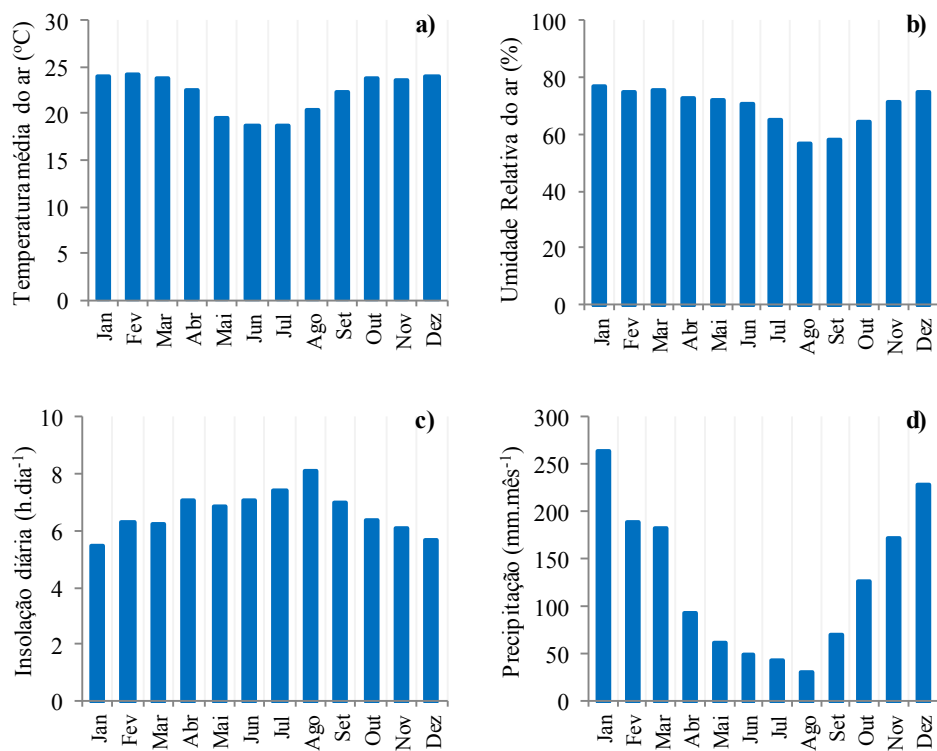
Tabela 10 - Estações meteorológicas do INMET adotadas no estudo de evaporação. (Conclusão)

Nome – Estado	Código	Latitude (graus)	Longitude (graus)	Temperatura Média do Ar (°C)	Umidade Relativa do Ar (%)	Insolação Diária (horas)	Precipitação Anual (mm.ano <sup>-1</sup> )
Lavras – MG	83687	-21,22	-44,98	20,7	70,6	7,0	1.352
Ivinhema – MS	83704	-22,30	-53,81	23,6	69,9	7,1	1.476
Presidente Prudente - SP	83716	-22,11	-51,38	23,8	64,3	7,1	1.400
São Carlos – SP	83726	-21,96	-47,86	20,9	71,3	6,2	1.456
Londrina – PR	83766	-23,31	-51,13	21,9	74,5	6,8	1.683
São Paulo (Santana) - SP	83781	-23,50	-46,61	20,5	73,2	5,4	1.670
Irati – PR	83836	-25,46	-50,63	17,5	80,8	5,1	1.655
Iraí – RS	83881	-27,18	-53,23	20,5	76,5	5,9	1.867
Chapecó – SC	83883	-27,11	-52,61	19,4	73,6	6,5	2.053

Dados médios de 2002 a 2016. Consistência do autor.

**Fonte:** Banco de Dados Meteorológicos – BDMEP (INMET, 2017).

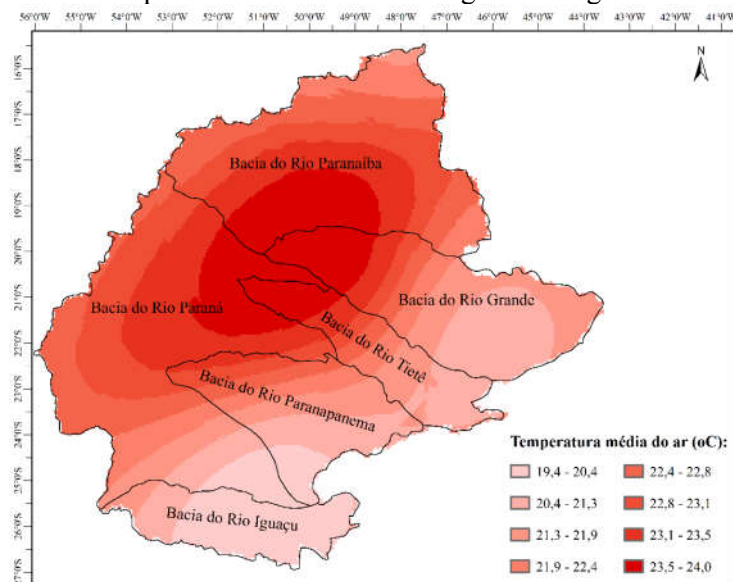
Figura 14 – Médias mensais (de 2002 a 2016) das variáveis obtidas das 23 estações meteorológicas adotadas para o estudo de evaporação dos reservatórios do SIN na Região Hidrográfica do Paraná.



Consistência do autor.

**Fonte:** Elaborado a partir do BDMEP (INMET, 2017).

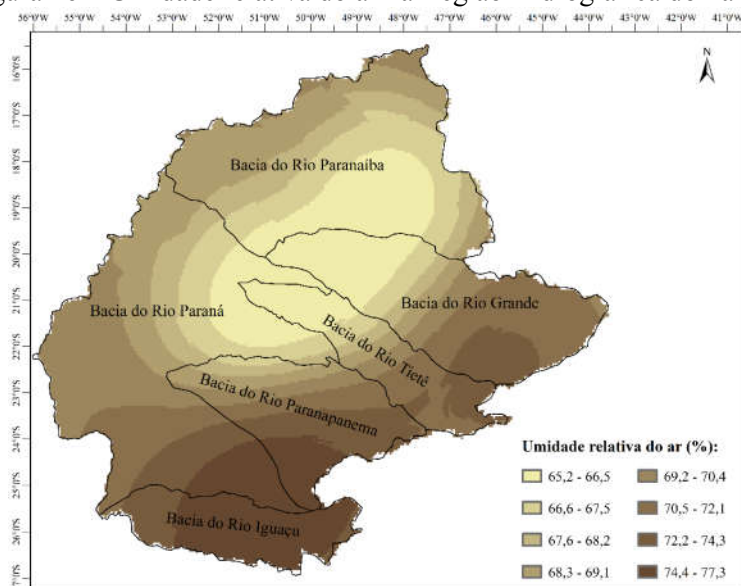
Figura 15 - Temperatura média do ar na Região Hidrográfica do Paraná.



Notas: Média anual do período de 2002 a 2016.

Fonte: Interpolação espacial dos dados consistidos do BDMEP (INMET, 2017).

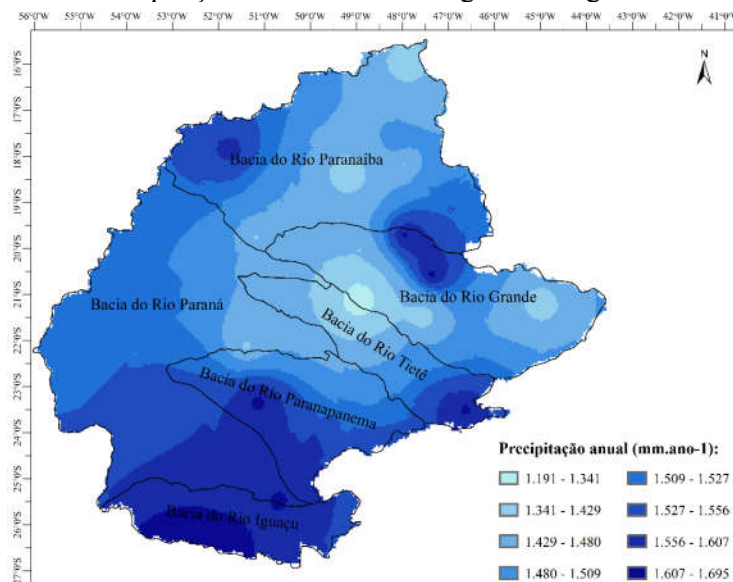
Figura 16 – Umidade relativa do ar na Região Hidrográfica do Paraná.



Notas: Média anual do período de 2002 a 2016.

Fonte: Interpolação espacial dos dados consistidos do BDMEP (INMET, 2017).

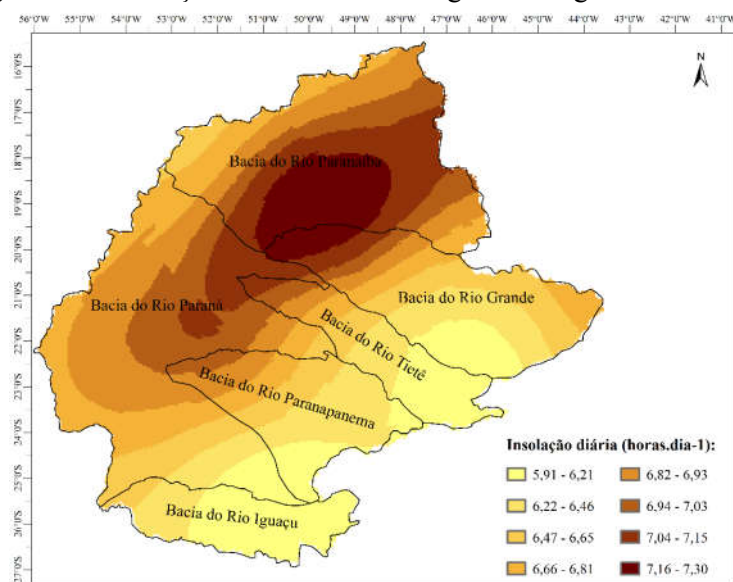
Figura 17 - Precipitação média anual na Região Hidrográfica do Paraná.



Notas: Média do período de 2002 a 2016.

Fonte: Interpolação espacial dos dados consistidos do BDMEP (INMET, 2017).

Figura 18 – Insolação média diária na Região Hidrográfica do Paraná.



Notas: Média do período de 2002 a 2016.

Fonte: Interpolação espacial dos dados consistidos do BDMEP (INMET, 2017).

#### **2.4 Metodologia de cálculo da evapotranspiração real das áreas inundadas e da evaporação dos reservatórios em estudo**

A evapotranspiração real das áreas inundadas e a evaporação dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN, na Região Hidrográfica do Paraná, foram obtidas, respectivamente, com os modelos CRAE – *Complementary Relationship Areal Evapotranspiration* (MORTON, 1983) e CRLE – *Complementary Relationship Lake Evaporation* (MORTON, 1986). Para isso, foi adotado o Programa WREVAP – *Operational Estimates of Areal Evapotranspiration and Lake Evaporation* (MORTON; RICARD; FOGARASI, 1985), cujo algoritmo de cálculo (baseado nas premissas, parâmetros e equações dos modelos CRAE e CRLE) foi escrito em linguagem FORTRAN 90 por McMahon et al. (2013b, 2013c).

O Programa WREVAP requer relativamente poucos dados de entrada (meteorológicos e do reservatório), sendo de fácil aplicação. O programa é separado e executado (no intervalo de cálculo mensal) em módulos, de acordo com a saída (resultado) de interesse do usuário: evapotranspiração real de áreas (módulo 1 – CRAE); evaporação de lagos rasos (módulo 2 – CRWE); evaporação de reservatórios com profundidade constante ou variável (módulos 3 ou 4 - CRLE).

Os cálculos foram realizados no intervalo mensal, para o período de janeiro de 2002 a dezembro de 2016, gerando séries mensais de evaporação e evapotranspiração real para cada um dos 67 reservatórios em estudo.

Os dados de entrada (mensais) requeridos para execução do Programa WREVAP são:

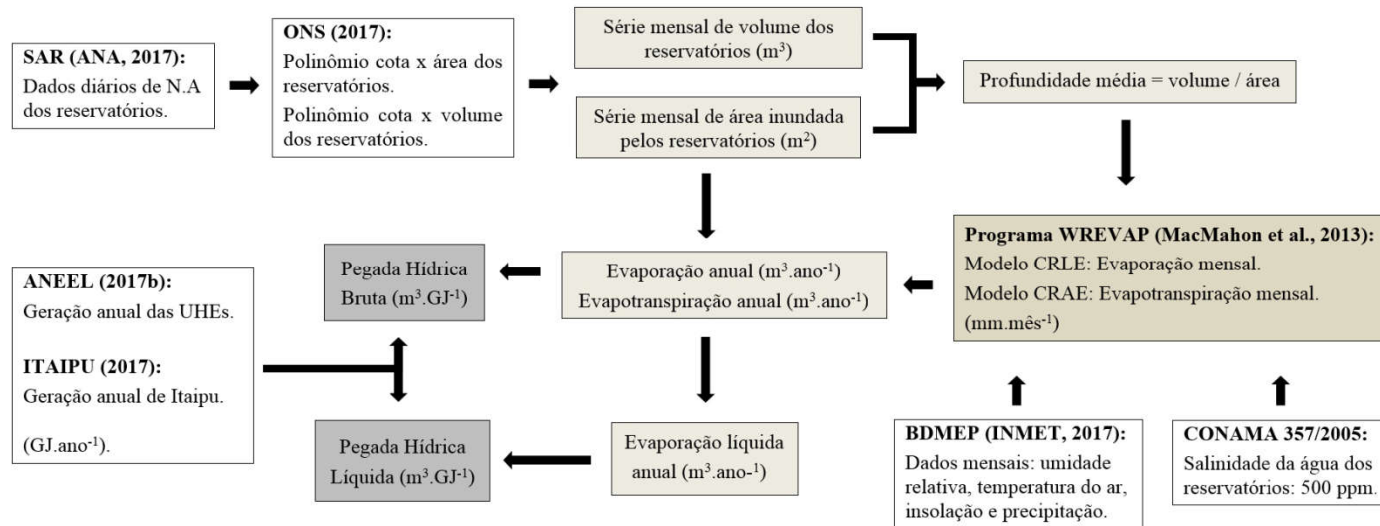
- latitude (graus decimais), salinidade da água (ppm), altitude (N.A, em metros) e profundidade média do reservatório (metros).
- temperatura (°C), umidade relativa do ar (%), número de horas de insolação diária (horas) e precipitação média anual (mm.ano<sup>-1</sup>).

As fontes consultadas para obtenção destes dados de entrada foram:

- Dados meteorológicos: obtidos das estações climatológicas do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET na Região Hidrográfica do Paraná e entorno, com dados disponíveis no Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa – BDMEP (INMET, 2017).
- Latitude do reservatório: Inventário de Dados Técnicos dos Aproveitamentos Hidrelétricos (ONS, 2016); Sistema de Informações Georeferenciadas do Setor Elétrico - SIGEL (ANEEL, 2017c).
- Altitude do reservatório: correspondente ao N.A médio do reservatório obtido do Sistema de Acompanhamento de Reservatórios - SAR da Agência Nacional de Águas (ANA, 2017).
- Profundidade média: estimada pela razão entre o volume e área do reservatório, obtidos a partir dos N.As informados pelo SAR (ANA, 2017) e dos polinômios cota x área e cota x volume (ONS, 2016).
- Salinidade da água: admitida igual a 500 ppm (CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE - CONAMA, 2005). De acordo com a Resolução Nº 357/2005 do Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA, águas doces são águas com salinidade igual ou inferior a 0,5‰ (500 ppm), sendo este valor adotado para todos os reservatórios em estudo. Ressalta-se que o resultado do Programa WREVAP é pouco sensível à esta variável (FISCHMANN, 2016; MCMAHON et al., 2013a; MORTON, 1986).

Portanto, em síntese, a metodologia de cálculo da evaporação e da evapotranspiração, necessária à estimativa da pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN consistiu na obtenção e consistência dos dados de entrada e na execução dos módulos 1 e 4 do Programa WREVAP, individualmente, para cada um dos 67 reservatórios em estudo. O fluxograma da Figura 19 ilustra as etapas deste estudo.

Figura 19 – Fluxograma de obtenção de dados e metodologia de cálculo da pegada hídrica das usinas hidrelétricas.



Fonte: Do autor (2018).



A seguir, são apresentadas as equações de cálculo dos modelos CRAE e CRLE, conforme Morton (1983, 1986), adotadas no Programa WREVAP (MCMAHON et al., 2013b, 2013c).

#### 2.4.1 Cálculo da evapotranspiração real das áreas inundadas pelos reservatórios em estudo

O modelo CRAE – *Complementary Relationship Areal Evapotranspiration* apresenta a seguinte sequência de cálculos, conforme Morton (1983).

Para cada reservatório:

Dados de entrada:  $\phi$  = latitude em graus decimais (negativo no hemisfério sul); H = altitude acima do nível do mar em metros;  $P_A$  = precipitação média anual (mm).

1 – Cálculo da relação entre a pressão atmosférica local e a pressão ao nível do mar:

$$\frac{p}{p_s} = \left[ \frac{(288 - 0,0065H)}{288} \right]^{5,256} \quad (1)$$

2 - Estimativa do valor no zênite para o albedo na condição de estação seca, céu limpo e sem neve ( $a_{zd}$ ):

$$a_{zd} = 0,26 - 0,00012P_A \left( \frac{p}{p_s} \right)^{0,5} \left[ 1 + \left| \frac{\phi}{42} \right| + \left( \frac{\phi}{42} \right)^2 \right] \quad (2)$$

$$0,11 \leq a_{zd} \leq 0,17$$

Para cada mês:

Dados de entrada: T = temperatura média do ar (°C) para o mês i; RH = umidade relativa do ar (%) para o mês i; T<sub>D</sub> = temperatura do ponto de orvalho (°C) para o mês i; n = insolação média diária (horas) para o mês i; S = relação entre a duração diária de sol observada (n) e a máxima possível (N) para o mês i, sendo esta obtida conforme Allen et al. (1998).

1 - Cálculo de v<sub>D</sub>, a pressão de vapor saturado para T<sub>D</sub> em mbar; v, a pressão de vapor saturado para T em mbar; e Δ, a inclinação da curva de pressão de saturação de vapor para T em mbar.°C<sup>-1</sup>:

$$v_D = 6,11e^{\left[\frac{17,27T_D}{(T_D+237,3)}\right]} \quad (3)$$

$$v = 6,11e^{\left[\frac{\alpha T}{(T+\beta)}\right]} \quad (4)$$

$$\Delta = \frac{dv}{dT} = \frac{\alpha\beta v}{(T + \beta)^2} \quad (5)$$

Em que α e β são 17,27 e 237,3°C, respectivamente, quando T ≥ 0°C; ou 21,88 e 265,5°C, respectivamente, quando T < 0°C.

2 – Cálculo de vários ângulos e variáveis que levem a uma estimativa da radiação global extra-atmosférica (G<sub>E</sub>) em W.m<sup>-2</sup>:

$$\theta = 23,2 \text{ sen}(29,5i - 94) \quad (6)$$

$$\cos Z = \cos(\phi - \theta) \quad (7)$$

$$\cos Z \geq 0,001$$

$$\cos \omega = 1 - \frac{\cos Z}{(\cos \phi \cos \theta)} \quad (8)$$

$$\cos \omega \geq -1$$

$$\cos z = \cos Z + \left[ \left( \frac{180}{\pi} \right) \frac{\text{sen } \omega}{\omega} - 1 \right] \cos \phi \cos \theta \quad (9)$$

$$\eta = 1 + \frac{\text{sen}(29,5i - 106)}{60} \quad (10)$$

$$G_E = \left( \frac{1354}{\eta^2} \right) \left( \frac{\omega}{180} \right) \cos z \quad (11)$$

Em que  $\theta$  é a declinação do sol em graus;  $\omega$  é o número de graus que a terra gira entre o nascer e o meio-dia;  $Z$  e  $z$  são as distâncias angulares do sol, ao zênite ao meio dia e na média, respectivamente; e  $\eta$  é o vetor radial do sol.

3 – Estimativa do albedo relativo ao zênite, para condição de céu limpo e sem neve ( $a_{zz}$ ); do albedo para condição do céu limpo ( $a_z$ ); e do albedo na superfície terrestre para céu limpo ( $a_0$ ):

$$a_{zz} = a_{zd} \quad (12)$$

$$0,11 \leq a_{zz} \leq 0,5 \left( 0,91 - \frac{u_D}{u} \right)$$

$$c_0 = v - u_D \quad (13)$$

$$0 \leq c_0 \leq 1$$

$$a_z = a_{zz} + (1 - c_0^2)(0,34 - a_{zz}) \quad (14)$$

$$a_0 = \frac{a_z \left[ e^{1,08} - \left( \frac{2,16 \cos Z}{\pi} + \sin Z \right) e^{0,012Z} \right]}{1,473(1 - \sin Z)} \quad (15)$$

4 - Estimativa do vapor de água precipitável (W) em mm e o coeficiente de turbidez (j):

$$W = \frac{u_D}{\left( 0,49 + \frac{T}{129} \right)} \quad (16)$$

$$j = (0,5 + 2,5 \cos^2 z) e^{c_1 \left( \frac{p}{p_s} - 1 \right)} \quad (17)$$

$$c_1 = 21 - T \quad (18)$$

$$0 \leq c_1 \leq 5$$

5 - Cálculo da transmitância de céu limpo ( $\tau$ ), para direcionar o feixe de radiação solar, a partir da equação formulada por Brooks (1960 apud MORTON, 1983):

$$\tau = e^{\left[ -0,089 \left( \frac{p}{p_s} \right)^{0,75} - 0,083 \left( \frac{j}{\cos z} \right)^{0,90} - 0,029 \left( \frac{W}{\cos z} \right)^{0,60} \right]} \quad (19)$$

6 – Estimativa da parcela  $\tau$  resultado da absorção ( $\tau_a$ ):

$$\tau_a = e^{\left[-0,0415\left(\frac{j}{\cos z}\right)^{0,90} - (0,0029)^{0,5}\left(\frac{W}{\cos z}\right)^{0,3}\right]} \quad (20)$$

$$\tau_a \geq e^{\left[-0,0415\left(\frac{j}{\cos z}\right)^{0,90} - 0,029\left(\frac{W}{\cos z}\right)^{0,6}\right]}$$

7 – Cálculo da radiação global para céu limpo ( $G_o$ ); e, em seguida, da radiação global incidente ( $G$ ), em  $W.m^{-2}$ :

$$G_o = G_E \tau \left[ 1 + \left( 1 - \frac{\tau}{\tau_a} \right) (1 + a_o \tau) \right] \quad (21)$$

$$G = S G_o + (0,08 + 0,30S)(1 - S) G_E \quad (22)$$

8 - Estimativa do albedo médio ( $a$ ), como:

$$a = a_o \left[ S + (1 - S) \left( 1 - \frac{Z}{330} \right) \right] \quad (23)$$

9 - Estimativa do aumento proporcional de radiação atmosférica pelas nuvens ( $\rho$ ):

$$c_2 = 10 \left( \frac{U_D}{U} - S - 0,42 \right) \quad (24)$$

$$0 \leq c_2 \leq 1,0$$

$$\rho = 0,18 \left[ (1 - c_2)(1 - S)^2 + c_2(1 - S)^{0,5} \right] \frac{p_s}{p} \quad (25)$$

10 – Cálculo da radiação líquida de onda longa (B) emitida pela superfície solo-planta, em  $W.m^{-2}$ , na temperatura do ar:

$$B = \varepsilon\sigma(T + 273)^4 \left[ 1 - \left( 0,71 + 0,007u_D \frac{p}{p_s} \right) (1 + \rho) \right] \quad (26)$$

$$B \geq 0,05\varepsilon\sigma(T + 273)^4$$

Em que  $\varepsilon$  é a emissividade (0,92) e  $\sigma$  a constante de Stefan-Boltzmann, resultando no valor de  $\varepsilon\sigma$  igual a  $5,22 \times 10^{-8} W.m^{-2}.K^{-4}$ .

11 – Estimativa, em  $W.m^{-2}$ , da radiação líquida para superfície solo-planta, na temperatura do ar ( $R_T$ ):

$$R_T = (1 - a)G - B \quad (27)$$

$$R_{TC} = R_T \quad (28)$$

$$R_{TC} \geq 0$$

12 – Cálculo do fator de estabilidade ( $\zeta$ ); do coeficiente de transferência de vapor ( $f_T$ ) e do coeficiente de transferência de calor ( $\lambda$ ):

$$\frac{1}{\zeta} = 0,28 \left( 1 + \frac{u_D}{u} \right) + \frac{\Delta R_{TC}}{\left[ \gamma p \left( \frac{p_s}{p} \right)^{0,5} b_0 f_z (u - u_D) \right]} \quad (29)$$

$$\frac{1}{\zeta} \leq 1$$

$$f_T = \frac{1}{\zeta} f_z \left( \frac{p_s}{p} \right)^{0,5} \quad (30)$$

$$\lambda = 0,66 \left( \frac{p}{p_s} \right) + \frac{4\varepsilon\sigma(T + 273)^3}{f_T} \quad (31)$$

Em que  $b_0 = 1,00$  e  $f_z = 28,0 \text{ W.m}^{-2}.\text{mbar}^{-1}$  para o modelo CRAE.

13 – Estimativa da temperatura de equilíbrio ( $T_p$ ), da seguinte forma:

Adotar valores iniciais de  $T'_p$ ,  $v'_p$  e  $\Delta'_p$  iguais a  $T$ ,  $v$  e  $\Delta$  e estimar os valores finais, a partir da seguinte solução iterativa, de convergência rápida, das equações de transferência de vapor e balanço de energia:

$$[\delta T_p] = \frac{\left[ \frac{R_T}{f_T} + v_D - v'_p + \lambda(T - T'_p) \right]}{(\Delta'_p + \lambda)} \quad (32)$$

$$T_p = T'_p + [\delta T_p] \quad (33)$$

$$v_p = 6,11 e^{\left[ \frac{\alpha T_p}{(T_p + \beta)} \right]} \quad (34)$$

$$\Delta_p = \frac{\alpha \beta v_p}{(T_p + \beta)^2} \quad (35)$$

As Equações 32 até 35 são resolvidas repetidamente, admitindo  $T'_p$ ,  $v'_p$  e  $\Delta'_p$  iguais aos valores de  $T_p$ ,  $v_p$  e  $\Delta_p$  resultantes da iteração anterior até que  $[\delta T_p] \leq 0,01 \text{ }^\circ\text{C}$ . Assim, estima-se a temperatura de equilíbrio ( $T_p$ ), em  $^\circ\text{C}$ .

14 - Estimativa, em  $\text{W.m}^{-2}$ , da evapotranspiração potencial ( $E_{TP}$ ) e da radiação líquida, para superfície solo-planta ( $R_{TP}$ ), na temperatura de equilíbrio ( $T_P$ ):

$$E_{TP} = R_T - \lambda f_T (T_P - T) \quad (36)$$

$$R_{TP} = E_{TP} + \gamma \rho f_T (T_P - T) \quad (37)$$

15 - Estimativa, em  $\text{W.m}^{-2}$ , da evapotranspiração de ambientes úmidos ( $E_{TW}$ ), na temperatura de equilíbrio ( $T_P$ ):

$$E_{TW} = b_1 + b_2 \left(1 + \frac{\gamma p}{\Delta p}\right)^{-1} R_{TP} \quad (38)$$

$$\frac{1}{2} E_{TP} \leq E_{TW} \leq E_{TP}$$

Em que  $\gamma$  é a constante psicrométrica ( $\text{mbar.}^\circ\text{C}^{-1}$ );  $p$  é a pressão atmosférica ( $\text{mbar}$ ). As constantes  $b_1$  e  $b_2$  foram calibradas por Morton (1983) para o modelo CRAE, em 14 e  $1,2 \text{ W.m}^{-2}$ , respectivamente.

16 - Estimativa da evapotranspiração real ( $E_T$ ), em  $\text{W.m}^{-2}$ , a partir da relação complementar de Morton (1983) abaixo. E conversão de  $E_T$  de  $\text{W.m}^{-2}$  para  $\text{mm.mês}^{-1}$ , dividindo o resultado obtido na equação 39 pelo calor latente de vaporização ( $28,5 \text{ W.kg}^{-1}.\text{dia}^{-1}$ ) e multiplicando pelo número de dias do mês  $i$ .

$$E_T = 2E_{TW} - E_{TP} \quad (39)$$



### 2.4.2 Cálculo da evaporação dos reservatórios em estudo

A formulação e solução do modelo CRLE – *Complementary Relationship Areal Evapotranspiration* é muito semelhante ao descrito anteriormente para o modelo CRAE, com a principal diferença que o balanço de energia não é função apenas do saldo entre a radiação solar incidente e a radiação de ondas longas emitida pela superfície. No CRLE, a estimativa da energia disponível, para o processo de evaporação, considera, além do saldo de radiação, a parcela de energia (positiva ou negativa) proveniente da variação de calor armazenado no reservatório. Além disto, o modelo CRLE considera o albedo e emissividade de ondas longas da superfície líquida, sendo adotados os valores de 0,05 e 0,97, respectivamente, para a água (MORTON, 1986).

#### Cálculo da energia disponível para evaporação

A alternativa proposta por Morton (1986), para estimar a energia disponível para evaporação de reservatórios profundos, em que variações de calor armazenado podem ser importantes, foi obtê-la por uma aproximação, considerando um reservatório hipotético de armazenamento de calor, com tempos de retardo e constante de armazenamento relacionados à profundidade e salinidade do corpo d'água. Para isto, é sugerida uma solução clássica de propagação linear (do calor recebido pelo corpo d'água) para simular este processo termodinâmico.

McMahon et al. (2013b) apresenta as etapas de cálculo adotadas no modelo CRLE para estimativa da energia disponível para evaporação de reservatórios, resumidas da seguinte maneira:

1 – Primeiramente, para cada mês, a entrada de energia proveniente do saldo de radiação e do calor contido nos volumes de água afluentes é calculada:

$$G_W^0 = [(1 - a)G - B] + h \quad (40)$$

Em que  $G_W^0$  é a entrada de energia associada ao saldo de radiação e à massa d'água afluyente ( $W.m^{-2}$ );  $G$  é a radiação global incidente de ondas curtas ( $W.m^{-2}$ ), obtida pela equação 22;  $B$  é a radiação de ondas longas emitida pelo espelho d'água ( $W.m^{-2}$ ), dada pela equação 26;  $a$  é o albedo para água (igual a 0,05); e  $h$  é a entrada de calor no reservatório ( $W.m^{-2}$ ) associada às vazões afluentes; e o sobrescrito 0 refere-se ao mês atual.

Em geral,  $h$  é uma parcela muito pequena no balanço de energia e desconsiderada na equação acima (GIADROSSICH et al., 2015), mas pode ser importante para pequenos reservatórios que recebem água de refrigeração com temperaturas elevadas, como, por exemplo, proveniente de termoelétricas (MORTON, 1986).

2 – No entanto a entrada efetiva de energia, em um determinado mês, é estimada considerando a defasagem temporal da entrada de energia obtida na etapa anterior, da seguinte maneira:

$$G_W^t = G_W^{[t_L]} + (t_L - [t_L]) \left( G_W^{[t_L+1]} - G_W^{[t_L]} \right) \quad (41)$$

Em que  $[t_L]$  e  $(t_L - [t_L])$  são as componentes inteira e fracionária de um tempo de retardo ( $t_L$ ) do reservatório (em meses);  $G_W^{[t_L]}$  e  $G_W^{[t_L+1]}$  são, respectivamente, o valor de  $G_W^0$  ( $W.m^{-2}$ ), calculado pela equação 40 para  $[t_L]$  e  $[t_L+1]$  meses anteriores.

3 – Na terceira etapa, a energia disponível, em cada mês, para o processo de evaporação, é obtida a partir de uma equação linear que simula a propagação no reservatório da entrada efetiva de energia, obtida anteriormente:

$$G_{LE} = G_{LB} + \frac{G_W^t - G_{LB}}{0,5 + k} \quad (42)$$

$$G_L = 0,5(G_{LE} + G_{LB}) \quad (43)$$

Em que  $G_L$  é energia disponível em um determinado mês ( $W.m^{-2}$ );  $G_{LB}$  e  $G_{LE}$  são as energias disponíveis no início e no fim do mês atual ( $W.m^{-2}$ ), respectivamente; e  $k$  (meses) é a constante de armazenamento ou de propagação no reservatório. Neste procedimento, a entrada de energia, no final de um determinado mês ( $G_{LE}$ ), corresponde à entrada de energia no início do mês seguinte ( $G_{LB}$ ).

Para calcular a constante de armazenamento ( $k$ ) e o tempo de retardo ( $t_L$ ), em meses, a profundidade média e a salinidade do reservatório são levadas em conta, conforme equações a seguir (MORTON, 1986):

$$k = \frac{t_0}{\left[1 + \left(\frac{\bar{h}}{93}\right)^7\right]} \quad (44)$$

$$t_0 = 0,96 + 0,013\bar{h} \quad (45)$$

$$0,039\bar{h} \leq t_0 \leq 0,13\bar{h}$$

$$t_L = \frac{t_0}{\left(1 + \frac{s}{27000}\right)^2} \quad (46)$$

$$t_L \leq 6,0$$

Em que  $t_0$  é o tempo de retardo (meses) de um reservatório de água macia (baixa salinidade);  $\bar{h}$  é a profundidade média do reservatório (m.); e  $s$  é a salinidade da água do reservatório (ppm).

#### Cálculo da evaporação do reservatório

No modelo CRLE, para cada mês, adota-se a energia disponível ( $G_L$ ), obtida conforme procedimento anterior, no lugar da radiação líquida ( $R_T$ ) da Equação 27 do modelo CRAE. A partir desta substituição, o cálculo segue normalmente, adotando as equações subsequentes, até se obter a evaporação do reservatório pela Equação 38.

No caso do modelo CRLE, adota-se albedo (0,05) e coeficiente de emissividade (0,97) específicos para a água e substitui alguns parâmetros do modelo CRAE por valores calibrados por Morton (1983), para o modelo CRLE (superfície líquida), em razão das diferenças de rugosidade entre a água e a superfície solo-planta.

Assim, os valores dos parâmetros  $b_0$  (Equação 29),  $f_z$  (Equação 30),  $b_1$  e  $b_2$  (Equação 38), indicados por Morton para espelho d'água, são diferentes daqueles adotados no modelo CRAE para superfície solo-planta. Para o modelo CRLE, Morton (1983) sugere valor para  $f_z$  de  $25 \text{ W.m}^{-2}.\text{mbar}^{-1}$ ,  $b_0$  igual a 1,12 (adimensional) e coeficientes  $b_1$  e  $b_2$  iguais a 13 e  $1,12 \text{ W.m}^{-2}$ , respectivamente, os quais foram definidos a partir de estimativas de balanço hídrico em reservatórios localizados na América do Norte e na África.

No modelo CRLE e no Programa WREVAP, algumas variáveis recebem símbolos diferentes do modelo CRAE, com o intuito de identificar que se trata do cálculo de evaporação de superfícies líquidas (MORTON, 1983):

- $R_T$  (Equação 27): alterado para  $R_W$  (radiação líquida no espelho d'água);
- $E_{TP}$  (Equação 36): alterado para  $E_P$  (evaporação potencial);
- $E_{TW}$  (Equação 38): alterado para  $E_W$  (evaporação de reservatório).

#### ***2.4.3 Cálculo da evaporação líquida dos reservatórios das UHEs em estudo***

A evaporação líquida, amplamente adotada pelo setor elétrico (ONS, 2004), matematicamente, é calculada pela diferença entre a evaporação do reservatório e a evapotranspiração real da respectiva área inundada, obtidas, respectivamente, pelos módulos CRLE e CRAE do Programa WREVAP.

#### ***2.4.4 Metodologia de cálculo da pegada hídrica das usinas do SIN***

O cálculo da pegada hídrica de cada uma das usinas hidrelétricas do SIN, na Região Hidrográfica do Paraná, foi realizado pelos métodos da "PH Bruta" e da "PH Líquida". A principal diferença entre estas metodologias está na evaporação ou evaporação líquida considerada como consumo de água para geração de energia (BAKKEN et al., 2016; BUENO; MELLO, 2015).

$$PH\ Bruta = \frac{E}{H} \quad (47)$$

Em que PH Bruta é a pegada hídrica bruta ( $m^3 \cdot GJ^{-1}$ ); H é a produção anual de energia ( $GJ \cdot ano^{-1}$ ); E é o volume anual de evaporação ( $m^3 \cdot ano^{-1}$ ), obtido pelo produto da evaporação (m) pela área do reservatório ( $m^2$ ).

$$\text{PH Líquida} = \frac{(E - \text{ETR})}{H} \quad (48)$$

Em que PH Líquida é a pegada hídrica líquida ( $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ ); ETR é o volume anual de evapotranspiração ( $\text{m}^3.\text{ano}^{-1}$ ), obtido pelo produto da evapotranspiração real da cobertura vegetal antecedente (m) pela área inundada do reservatório ( $\text{m}^2$ ).

As áreas inundadas pelos reservatórios foram obtidas a partir da respectiva curva cota x área e da série histórica mensal dos níveis d'água (N.A) operativos observados. Portanto não foi adotado o valor fixo de área correspondente ao N.A normal operativo indicado nos projetos dos reservatórios, o qual, em geral, é superestimado, impactando de forma significativa na estimativa do volume de evaporação e, conseqüentemente, na pegada hídrica.

Em decorrência da variabilidade, ao longo do período em estudo (2002 a 2016), das condições climáticas (que afetam na evaporação dos reservatórios) e da produção de energia, a pegada hídrica das usinas hidrelétricas foi calculada anualmente. Isto permite avaliar o comportamento interanual da pegada hídrica, identificando os anos em que é mais crítica, conforme a sazonalidade das variáveis envolvidas na sua estimativa.

Assim, o cálculo da série anual de pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN, na Região Hidrográfica do Paraná, foi realizado a partir da evaporação e evapotranspiração obtidas do Programa WREVAP (MCMAHON et al., 2013b, 2013c) e dos totais anuais de energia elétrica produzida pelos aproveitamentos em estudo, obtidos de ANEEL (2017b).

A pegada hídrica de cada usina hidrelétrica, característica do período em estudo, foi definida como a mediana das estimativas anuais de 2002 a 2016.

Para o cálculo da pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN, em cada bacia da Região Hidrográfica do Paraná, adotou-se também a estrutura das Equações 47 (PH Bruta) e 48 (PH Líquida). No entanto foi considerado o somatório da evaporação (e evaporação líquida) dos reservatórios (em m<sup>3</sup>) e a geração total de energia (em GJ) das usinas hidrelétricas situadas em cada uma das bacias. Assim, o cálculo da pegada hídrica da cascata de usinas, em cada bacia, foi obtido pela seguinte expressão, adaptada de Liu et al. (2015):

$$PH_j = \frac{\sum_{i=1}^N E_i}{\sum_{i=1}^N G_i} \quad (49)$$

Em que PH<sub>j</sub> é a pegada hídrica da bacia j (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>); N é o número de hidrelétricas i do SIN na bacia j; E<sub>i</sub> é a evaporação (ou evaporação líquida) anual do reservatório da usina i (m<sup>3</sup>); G<sub>i</sub> é a geração anual de energia na usina i (GJ).

Por fim, para o cálculo da pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN, na Região Hidrográfica do Paraná, considerou-se o acumulado de evaporação (em m<sup>3</sup>) e produção de energia (em GJ) de todos os 62 aproveitamentos hidrelétricos do SIN nesta região hidrográfica. Ressalta-se que, neste caso, foram computadas também as perdas por evaporação dos 5 reservatórios existentes na Região Hidrográfica do Paraná que não possui unidades de geração de energia: Jordão (na bacia do rio Iguaçu); Billings, Guarapiranga, Ponte Nova e Edgard de Souza (na bacia do rio Tietê); uma vez que eles pertencem ao SIN e, mesmo que limitada, cumprem função de regularização de vazões.

Da mesma forma que individualmente para as usinas, a pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN, em cada bacia e na Região Hidrográfica do Paraná, característica do período em estudo, foi definida como a mediana das estimativas das pegadas hídricas anuais de 2002 a 2016.

### **3 RESULTADOS E DISCUSSÃO**

A seguir, são apresentados e discutidos, separadamente por bacia hidrográfica, os resultados obtidos no estudo de pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN na Região Hidrográfica do Paraná. Nos anexos B, C e D são apresentadas, respectivamente, as séries anuais da evaporação, evapotranspiração e evaporação líquida estimadas para cada reservatório em estudo, enquanto os anexos E e F apresentam as pegadas hídricas bruta e líquida de 2002 a 2016, obtidas para as respectivas usinas hidrelétricas. Além da quantificação individual de cada aproveitamento, foi caracterizada também a pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN por bacia hidrográfica, considerando de forma sistêmica a cascata de usinas situadas em cada uma das bacias. Por fim, é apresentada a pegada hídrica da hidroeletricidade do SIN, na Região Hidrográfica do Paraná, como um todo e análises complementares de fatores que influenciam na pegada hídrica de aproveitamentos hidrelétricos. O Anexo G apresenta as pegadas hídricas, de 2002 a 2016, da geração hidrelétrica do SIN por bacias e na Região Hidrográfica do Paraná.

#### **3.1 Bacia hidrográfica do rio Paranaíba**

##### ***3.1.1 Evaporação, evapotranspiração da área inundada e evaporação líquida dos reservatórios do SIN na bacia do rio Paranaíba***

A Tabela 11 resume os resultados obtidos pelos módulos CRLE (evaporação) e CRAE (evapotranspiração real) do Programa WREVAP (MCMAHON et al., 2013c), bem como a evaporação líquida obtida pela diferença entre estas variáveis, relativos aos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Paranaíba. Os valores correspondem às médias anuais do período de 2002 a 2016.



Tabela 11 - Evaporação, evapotranspiração real e evaporação líquida dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizados na bacia hidrográfica do rio Paranaíba.

N	Nome	Evaporação (mm.ano <sup>-1</sup> )	Evapotranspiração Real (mm.ano <sup>-1</sup> )	Evaporação Líquida (mm.ano <sup>-1</sup> )
1	UHE Batalha / Paulista	1.707	891	816
2	UHE Serra do Facão	1.593	651	942
3	UHE Emborcação	1.570	665	905
4	UHE Nova Ponte	1.600	827	773
5	UHE Miranda	1.600	825	774
6	UHE Capim Branco 1	1.573	651	922
7	UHE Capim Branco 2	1.572	656	915
8	UHE Corumbá IV	1.502	902	600
9	UHE Corumbá III	1.703	933	770
10	UHE Corumbá I	1.581	754	827
11	UHE Itumbiara	1.656	813	844
12	UHE Cachoeira Dourada	1.688	942	745
13	UHE São Simão	1.680	935	745
14	UHE Espora	1.513	787	727
15	UHE Caçu	1.508	794	714
16	UHE Barra dos Coqueiros	1.505	791	714
17	UHE Foz do Rio Claro	1.717	946	771
18	UHE Salto	1.504	790	714
19	UHE Salto Rio Verdinho	1.717	946	771

Notas: Valores médios do período de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

As Figuras 20 e 21 ilustram, respectivamente, a distribuição espacial da evaporação e evaporação líquida dos reservatórios em questão, sendo o número indicado correspondente ao identificador adotado para cada aproveitamento do SIN em estudo.

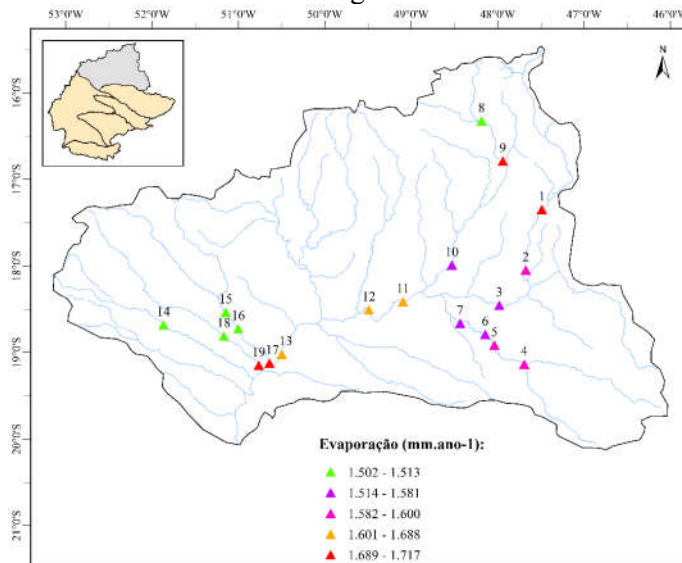
A evaporação média dos reservatórios da bacia do rio Paranaíba foi estimada em  $1.605 \text{ mm.ano}^{-1}$ , variando de  $1.502 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Barra dos Coqueiros) a  $1.717 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Salto Rio Verdinho). A média da evaporação líquida foi de  $789 \text{ mm.ano}^{-1}$ , com o mínimo de  $600 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Corumbá IV) e máximo de  $942 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Serra do Facão). A análise das Figuras 76 e 77 não indicou um padrão de distribuição espacial da evaporação e evaporação líquida dos reservatórios do SIN na bacia do rio Paranaíba.

### ***3.1.2 Pegada hídrica das usinas do SIN na bacia do rio Paranaíba***

A Tabela 12 apresenta as pegadas hídricas bruta e líquida obtidas para cada usina hidrelétrica do SIN localizada na bacia do rio Paranaíba. Os valores são característicos do período em estudo e correspondem às medianas das estimativas anuais de 2002 a 2016. A Figura 22 apresenta estas estimativas, em ordem decrescente, destacando as usinas com maior e menor pegada hídrica.

As pegadas hídricas líquidas das usinas do SIN na bacia do rio Paranaíba foram, em média, equivalentes a 48% das respectivas pegadas hídricas bruta, condizente com diferenças encontradas para aproveitamentos hidrelétricos no Brasil e em outras regiões do mundo (BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; COELHO et al., 2017; FERREIRA; FIRMO, 2015; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; SCHERER; PFISTER, 2016).

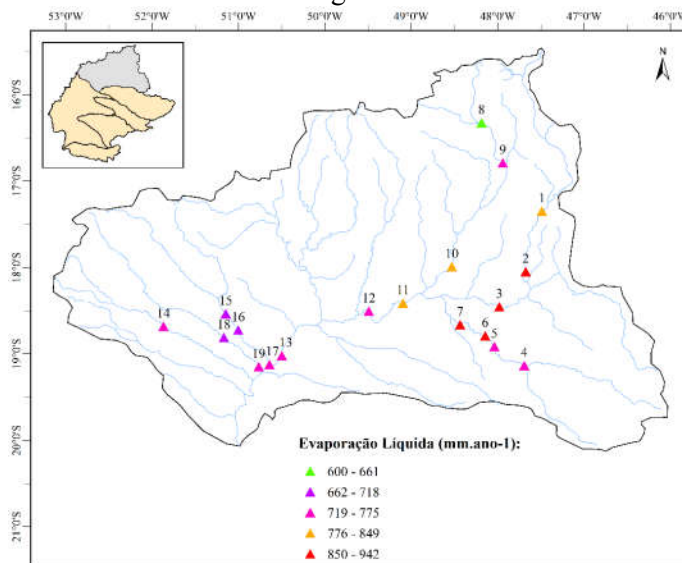
Figura 20 - Evaporação dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Paranaíba.



Notas: Valores médios anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 21 – Evaporação líquida dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Paranaíba.



Notas: Valores médios anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Tabela 12 – Pegada hídrica bruta e líquida característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Paranaíba.

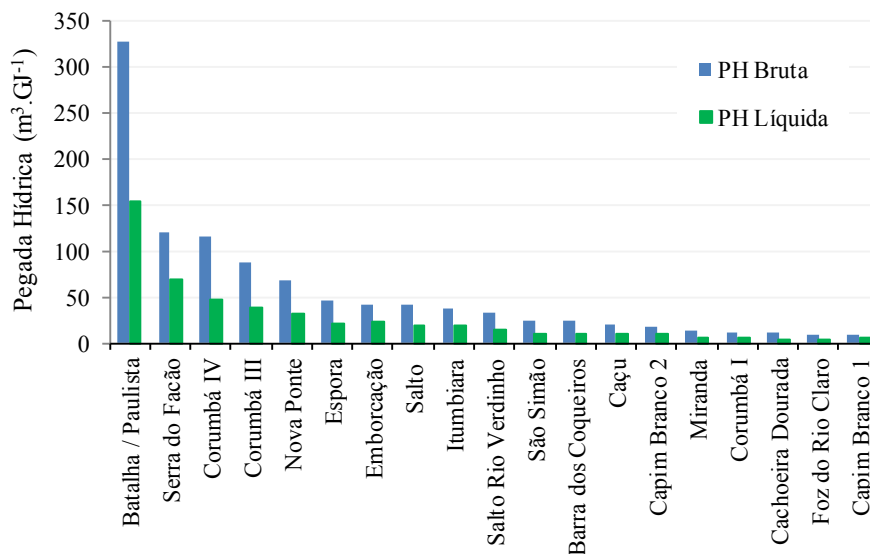
N	Nome	PH Bruta (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	PH Líquida (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Diferença (%)
1	UHE Batalha / Paulista	326	153	53%
2	UHE Serra do Facão	120	68	43%
3	UHE Emborcação	41	23	44%
4	UHE Nova Ponte	67	32	53%
5	UHE Miranda	12	6	48%
6	UHE Capim Branco 1	9	5	40%
7	UHE Capim Branco 2	18	10	42%
8	UHE Corumbá IV	115	46	60%
9	UHE Corumbá III	87	39	55%
10	UHE Corumbá I	12	7	46%
11	UHE Itumbiara	38	18	52%
12	UHE Cachoeira Dourada	10	4	58%
13	UHE São Simão	24	11	56%
14	UHE Espora	47	22	53%
15	UHE Caçu	20	9	54%
16	UHE Barra dos Coqueiros	23	11	54%
17	UHE Foz do Rio Claro	10	4	55%
18	UHE Salto	41	19	55%
19	UHE Salto Rio Verdinho	32	14	55%

Notas: Valores medianos do período de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

As usinas hidrelétricas que apresentaram menores valores de pegada hídrica (Capim Branco 1, Foz do Rio Claro, Cachoeira Dourada) são caracterizadas por serem aproveitamentos a fio d'água, localizados a jusante de reservatórios de regularização, com menores relações de área inundada por potência instalada.

Figura 22 – Pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Paranaíba.



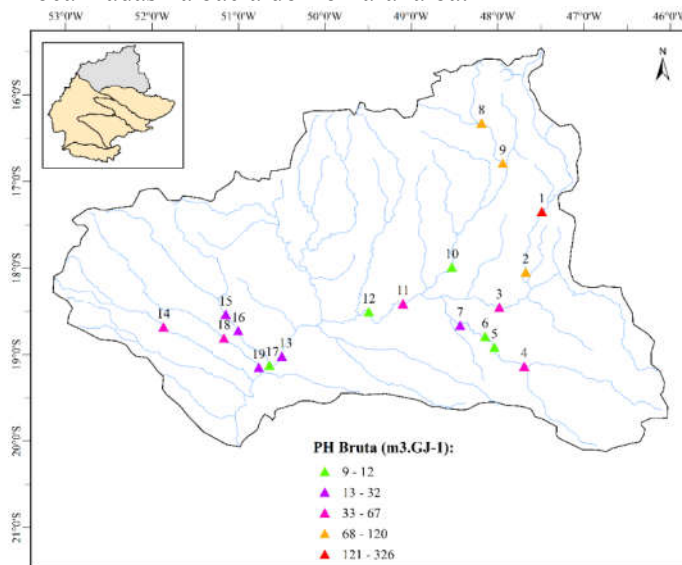
Fonte: Do autor (2018).

A maior pegada hídrica foi obtida para a UHE Batalha / Paulista, localizada na cabeceira da bacia do rio Paranaíba (reservatório de regularização), com capacidade instalada de apenas 52,5 MW e área inundada de 98 km<sup>2</sup>, resultando em uma elevada relação de área inundada por potência instalada. Além disto, a geração de energia deste aproveitamento foi muito baixa. Ressalta-se que esta usina entrou em operação, em meados de 2014, portanto foram considerados no cálculo da pegada hídrica apenas os anos de 2015 e 2016.

As usinas de Serra do Facão, Corumbá IV e III também apresentaram altos valores de pegada hídrica, sendo que todas elas, da mesma forma, correspondem a reservatórios de regularização de vazões localizados nas partes altas da bacia do rio Paranaíba.

As Figuras 23 e 24 ilustram, respectivamente, a distribuição espacial das pegadas hídricas bruta e líquida das usinas do SIN na bacia do rio Paranaíba.

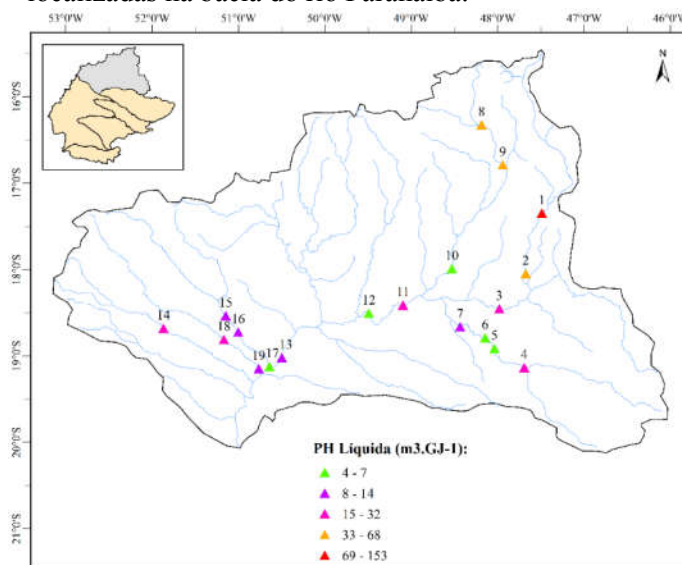
Figura 23 – Pegada hídrica bruta característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Paranaíba.



Notas: Valores medianos anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 24 – Pegada hídrica líquida característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Paranaíba.



Notas: Valores medianos anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Verifica-se uniformidade na distribuição espacial das pegadas hídricas das usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Paranaíba, com a tendência de maiores valores para os aproveitamentos localizados nas regiões de cabeceiras dos cursos d'água da bacia em estudo.

As Tabelas 13 e 14 apresentam os menores e maiores valores obtidos, no período de 2002 a 2016, das pegadas hídricas (bruta e líquida), para cada usina hidrelétrica do SIN na bacia do rio Paranaíba, bem como os valores medianos e os respectivos coeficientes de variação. As Figuras 25 e 26 ilustram a amplitude e dispersão dos resultados para cada aproveitamento em estudo.

Observa-se uma ampla gama de valores anuais de pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN, na bacia hidrográfica do rio Paranaíba, com PH Bruta variando de  $7 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$  (para a UHE Cachoeira Dourada) até  $435 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$  (UHE Batalha / Paulista) e PH Líquida entre  $3 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$  (também para UHE Cachoeira Dourada) e  $198 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$  (correspondente à UHE Batalha / Paulista).

As menores amplitudes e dispersão de valores de pegada hídrica (bruta e líquida), no período de 2002 a 2016, foram observadas para as usinas hidrelétricas de Barras dos Coqueiros, Caçu, Espora, Foz do Rio Claro, Salto e Salto Rio Verdinho, com coeficiente de variação da ordem de 7% para PH Líquida e 10% para PH Bruta. As usinas de Batalha / Paulista, Capim Branco 1, Corumbá III, Miranda e Serra do Fação apresentaram maior amplitude e dispersão, nas estimativas de pegada hídrica, com coeficientes de variação de 30 a 47% para PH Bruta e de 30 a 41% para PH Líquida.

Os valores mínimos de pegadas hídricas (bruta e líquida) das usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Paranaíba correspondem aos anos de maior produção de energia (2006, 2007, 2012), enquanto as maiores estimativas de pegadas hídricas estão associadas aos anos de menor geração hidrelétrica, em especial, 2002, 2013 a 2016 pela escassez de chuvas e, conseqüentemente, as baixas vazões afluentes e níveis dos reservatórios do setor elétrico.

Tabela 13 – Pegada hídrica bruta das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Paranaíba.

N	Nome	Mínima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Mediana (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Máxima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Coefficiente de Variação (%)
1	UHE Batalha / Paulista	217	326	435	47%
2	UHE Serra do Facão	71	120	158	30%
3	UHE Emborcação	29	41	67	27%
4	UHE Nova Ponte	53	67	120	25%
5	UHE Miranda	10	12	21	27%
6	UHE Capim Branco 1	8	9	15	27%
7	UHE Capim Branco 2	16	18	30	25%
8	UHE Corumbá IV	96	115	206	28%
9	UHE Corumbá III	72	87	162	36%
10	UHE Corumbá I	9	12	17	16%
11	UHE Itumbiara	26	38	54	22%
12	UHE Cachoeira Dourada	7	10	16	24%
13	UHE São Simão	21	24	33	12%
14	UHE Espora	41	47	54	8%
15	UHE Caçu	17	20	21	8%
16	UHE Barra dos Coqueiros	20	23	24	7%
17	UHE Foz do Rio Claro	8,8	9,9	10,4	6%
18	UHE Salto	36	41	43	7%
19	UHE Salto Rio Verdinho	30	32	35	6%

Referentes ao período de 2002 a 2016.

**Fonte:** Do autor (2018).

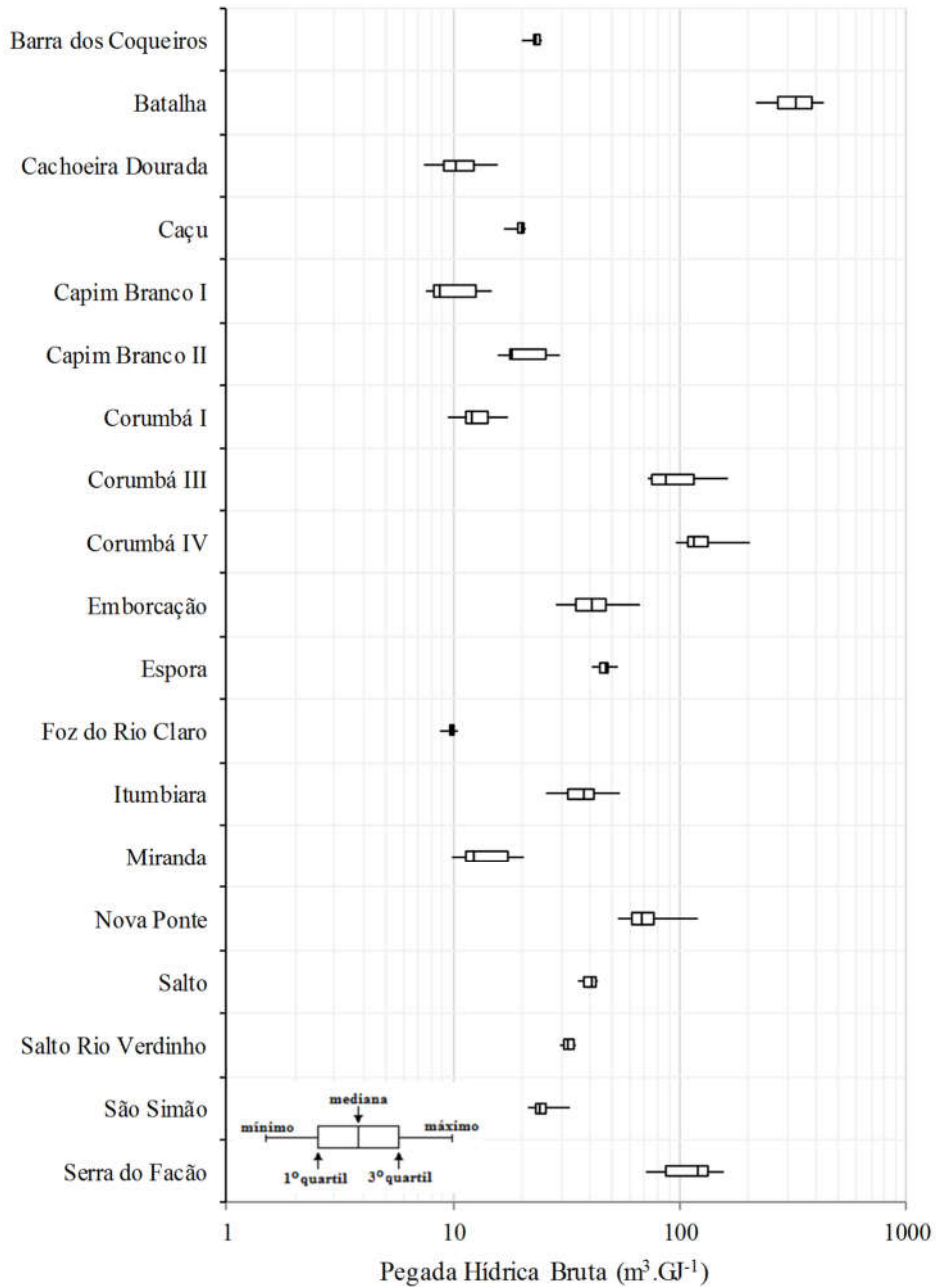


Tabela 14 – Pegada hídrica líquida das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Paranaíba.

N	Nome	Mínima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Mediana (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Máxima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Coefficiente de Variação (%)
1	UHE Batalha / Paulista	109	153	198	41%
2	UHE Serra do Facão	41	68	100	32%
3	UHE Emborcação	15	23	43	32%
4	UHE Nova Ponte	22	32	62	29%
5	UHE Miranda	4	6	11	29%
6	UHE Capim Branco 1	4	5	9	30%
7	UHE Capim Branco 2	8	10	18	30%
8	UHE Corumbá IV	28	46	84	34%
9	UHE Corumbá III	28	39	74	40%
10	UHE Corumbá I	4	7	10	21%
11	UHE Itumbiara	12	18	30	24%
12	UHE Cachoeira Dourada	3	4	7	26%
13	UHE São Simão	8	11	15	17%
14	UHE Espora	19	22	27	11%
15	UHE Caçu	8	9	10	11%
16	UHE Barra dos Coqueiros	9	11	12	10%
17	UHE Foz do Rio Claro	3,7	4,5	4,9	11%
18	UHE Salto	17	19	22	10%
19	UHE Salto Rio Verdinho	13	14	17	13%

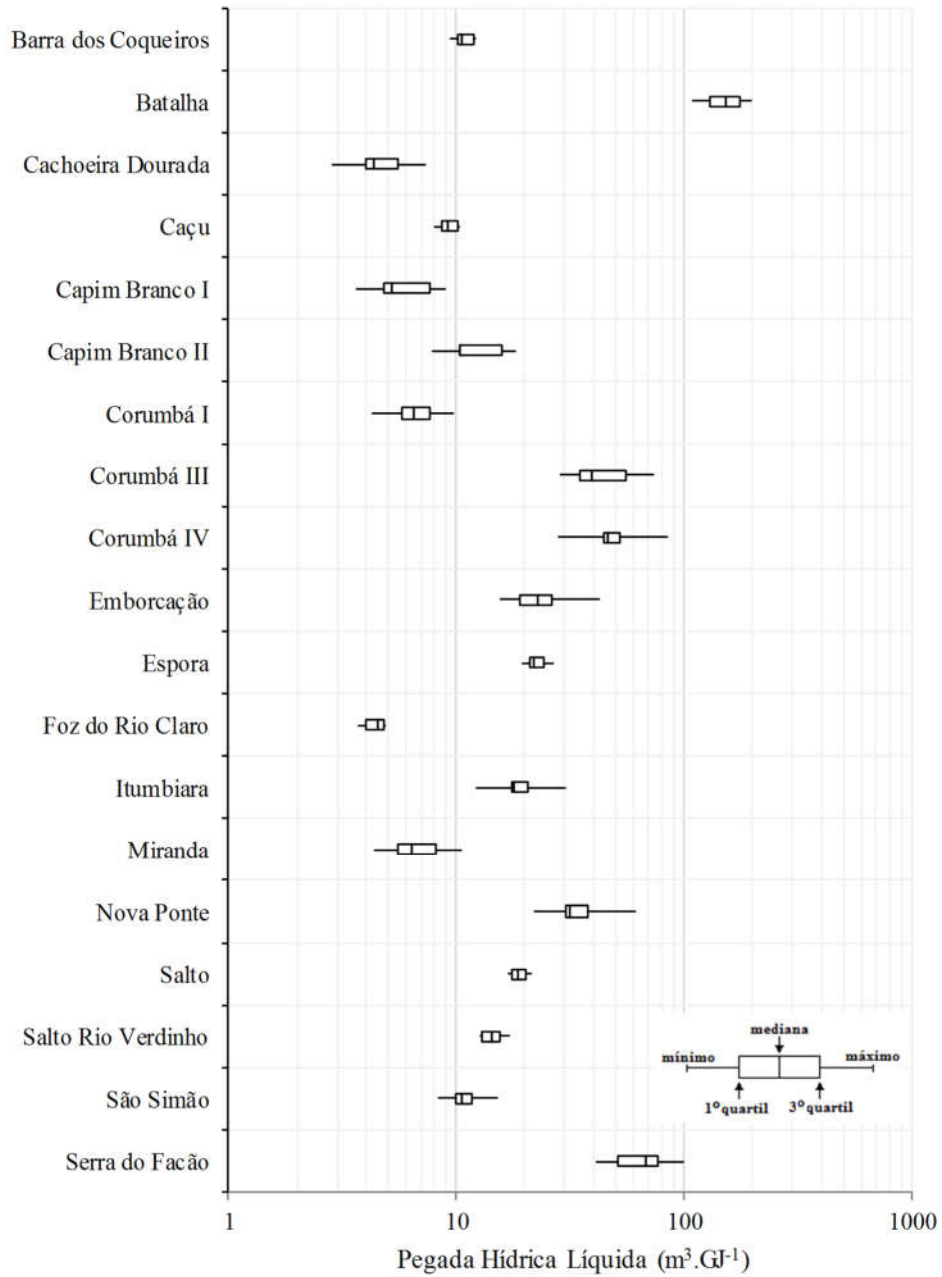
Fonte: Do autor (2018).

Figura 25 – Distribuição dos valores de pegada hídrica bruta estimadas para as usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Paranaíba.



Fonte: Do autor (2018).

Figura 26 – Distribuição dos valores de pegada hídrica líquida estimadas para as usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Paranaíba.



Fonte: Do autor (2018).

### ***3.1.3 Pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Paranaíba***

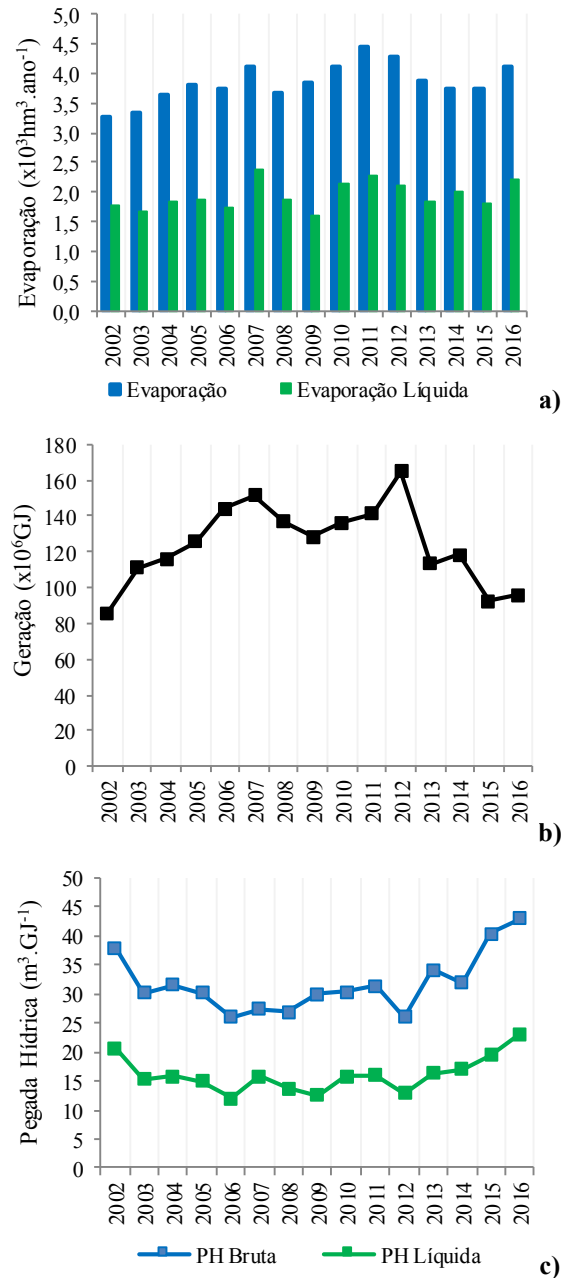
Além da quantificação individual de cada aproveitamento, foi caracterizada também a pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Paranaíba. Para isto, consideraram-se os somatórios da evaporação e evaporação líquida dos reservatórios (em m<sup>3</sup>) e a geração total de energia (em GJ) das usinas hidrelétricas localizadas nesta bacia hidrográfica.

A Figura 27 ilustra, ao longo do período em estudo, os acumulados anuais de evaporação e evaporação líquida dos reservatórios (a), a produção total de energia pelas 19 usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Paranaíba (b) e as estimativas de pegada hídrica bruta e líquida na bacia (c). O Anexo G apresenta os valores anuais destas variáveis de 2002 a 2016.

Da mesma forma que nas estimativas individuais realizadas para cada usina, o volume total de água perdido por evaporação pelos reservatórios do SIN na bacia do rio Paranaíba apresentou uma variabilidade, ao longo dos anos, menor do que a variação observada na produção de energia elétrica, influenciando menos na pegada hídrica da geração hidrelétrica na bacia.

A Figura 27(b) indica um crescimento na produção de energia hidrelétrica na bacia do rio Paranaíba no período de 2002 a 2012. Ressalta-se que, nesta bacia, 12 usinas hidrelétricas entraram em operação no período em estudo, especialmente em 2007 (com destaque para as usinas de Corumbá IV, Capim Branco 1 e 2) e em 2011 (UHE Serra do Facão e UHE Salto). Nos anos de 2013 a 2015, verificou-se uma queda acentuada na geração de energia pela escassez de chuvas observada na bacia e, conseqüentemente, redução das vazões afluentes e dos níveis dos principais reservatórios.

Figura 27 – Evaporação, evaporação líquida, geração e pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Paranaíba.



Fonte: Do autor (2018).

Ao longo do período em estudo, a pegada hídrica bruta e líquida apresentou coeficientes de variação iguais a 16 e 19%, respectivamente, com a variabilidade atribuída, principalmente, às oscilações observadas na produção de energia hidrelétrica.

Portanto a pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Paranaíba acompanhou mais o comportamento interanual da produção de energia, com as máximas associadas aos anos de menor geração (2002, 2013 a 2016) e as mínimas correspondentes aos anos de maior geração (2006, 2007 e 2012), semelhante ao observado por Fischmann (2016) em estudos de usinas hidrelétricas da Região Hidrográfica do Paraná.

As pegadas hídricas bruta e líquida na bacia do rio Paranaíba, seguindo o padrão da geração hidrelétrica, apresentaram uma redução de 2002 a 2012, conforme ilustrado na Figura 27(c) e um perfil crescente de 2013 a 2016, em razão da estiagem observada nos últimos anos, que afetou de forma significativa a produção de energia em várias usinas hidrelétricas desta bacia.

As pegadas hídricas bruta e líquida da geração hidrelétrica no SIN na bacia do rio Paranaíba, características do período em estudo (medianas das estimativas anuais de 2002 a 2016), foram iguais a 30 e 16  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , respectivamente. Portanto a PH Líquida foi equivalente a 53% da PH Bruta, condizente com as diferenças obtidas individualmente para as usinas hidrelétricas do SIN e apresentadas em estudos de aproveitamentos hidrelétricos no Brasil e em outras regiões do mundo (BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; COELHO et al., 2017; FERREIRA; FIRMO, 2015; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; SCHERER; PFISTER, 2016).

A geração hidrelétrica na bacia do rio Paranaíba, no período em estudo, foi elevada à segunda maior entre as bacias da Região Hidrográfica do Paraná, em virtude de importantes usinas localizadas nesta bacia (Itumbiara, São Simão, Emborcação). Por outro lado, existem na bacia reservatórios com extensos

espelhos d'água (Itumbiara e São Simão, por exemplo), resultando em volumes de evaporação significativos. Assim, a pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia hidrográfica do rio Paranaíba apresentou-se na média das estimativas mundiais e de aproveitamentos hidrelétricos no Brasil (ARNOY, 2012; BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; FERREIRA; FIRMO, 2015; FISCHMANN, 2016; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; HOGEBOOM; KNOOK; HOEKSTRA, 2018; LIU et al., 2015; MEKONNEN; HOEKSTRA, 2012; SCHERER; PFISTER, 2016).

### **3.2 Bacia hidrográfica do rio Grande**

#### ***3.2.1 Evaporação, evapotranspiração da área inundada e evaporação líquida dos reservatórios do SIN na bacia do rio Grande***

A Tabela 15 resume os resultados obtidos pelos módulos CRLE (evaporação) e CRAE (evapotranspiração real) do Programa WREVAP e a evaporação líquida, relativos aos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Grande. Os valores correspondem às médias anuais do período de 2002 a 2016. As Figuras 28 e 29 ilustram, respectivamente, a distribuição espacial da evaporação e evaporação líquida dos reservatórios em questão, sendo o número indicado correspondente ao identificador adotado para cada aproveitamento do SIN em estudo. Observa-se uma leve tendência do aumento da evaporação (e evaporação líquida), no sentido de montante para jusante da bacia, com menores valores observados na região do Alto rio Grande, Sul de Minas Gerais. A evaporação média dos reservatórios da bacia do rio Grande foi estimada em  $1.509 \text{ mm.ano}^{-1}$ , variando de  $1.297 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Caconde) a  $1.697 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Água Vermelha). A média da evaporação líquida foi de  $725 \text{ mm.ano}^{-1}$ , com o mínimo de  $436 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Caconde) e máximo de  $964 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Marimbondo).

Tabela 15 - Evaporação, evapotranspiração real e evaporação líquida dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizados na bacia hidrográfica do rio Grande.

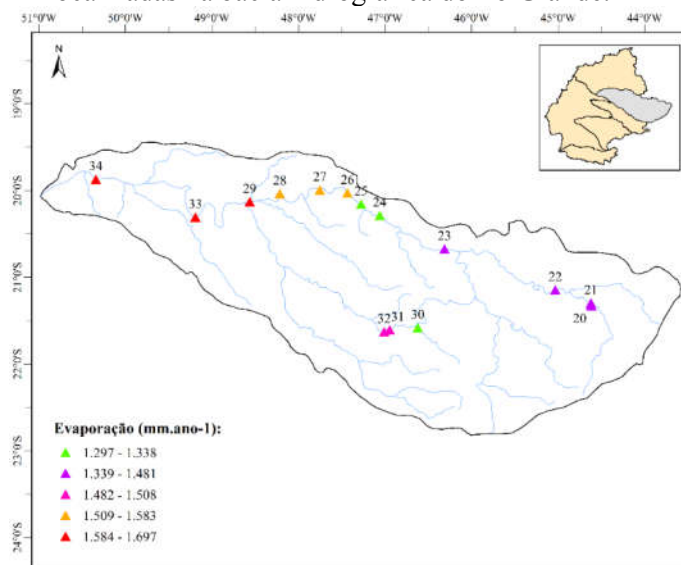
N	Nome	Evaporação (mm.ano <sup>-1</sup> )	Evapotranspiração Real (mm.ano <sup>-1</sup> )	Evaporação Líquida (mm.ano <sup>-1</sup> )
20	UHE Camargos	1.481	873	608
21	UHE Itutinga	1.475	873	602
22	UHE Funil Grande	1.472	874	599
23	UHE Furnas	1.479	876	603
24	UHE Peixoto	1.338	623	715
25	UHE Estreito	1.338	623	716
26	UHE Jaguará	1.582	805	777
27	UHE Igarapava	1.583	804	779
28	UHE Volta Grande	1.580	803	778
29	UHE Porto Colômbia	1.649	688	961
30	UHE Caconde	1.297	861	436
31	UHE Euclides da Cunha	1.508	767	741
32	UHE Limoeiro	1.507	764	744
33	UHE Marimbondo	1.650	685	964
34	UHE Água Vermelha	1.697	840	857

Notas: Valores médios do período de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).



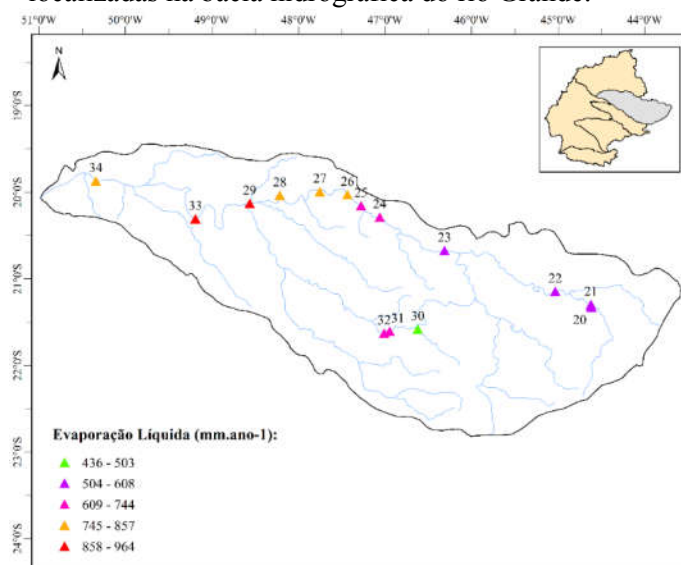
Figura 28 - Evaporação dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Grande.



Notas: Valores médios anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 29 – Evaporação líquida dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Grande.



Notas: Valores médios anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

### 3.2.2 Pegada hídrica das usinas do SIN na bacia do rio Grande

A Tabela 16 apresenta as pegadas hídricas bruta e líquida de cada usina hidrelétrica do SIN localizada na bacia do rio Grande. Os valores correspondem às medianas das estimativas anuais de 2002 a 2016. A Figura 30 ilustra os resultados em ordem decrescente, destacando as usinas com maior e menor pegada hídrica.

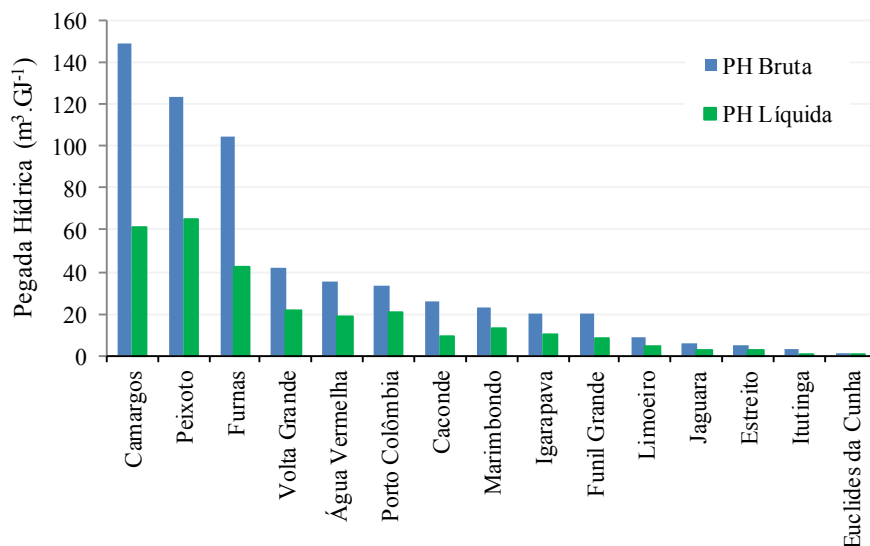
Tabela 16 – Pegada hídrica bruta e líquida característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Grande.

N	Nome	PH Bruta (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	PH Líquida (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Diferença (%)
20	UHE Camargos	149	61	59%
21	UHE Itutinga	3	1	59%
22	UHE Funil Grande	20	8	60%
23	UHE Furnas	104	42	59%
24	UHE Peixoto	123	66	47%
25	UHE Estreito	5	3	42%
26	UHE Jaguará	6	3	49%
27	UHE Igarapava	20	10	50%
28	UHE Volta Grande	42	21	49%
29	UHE Porto Colômbia	33	20	39%
30	UHE Caconde	26	9	65%
31	UHE Euclides da Cunha	1	0,5	49%
32	UHE Limoeiro	8	4	51%
33	UHE Marimbondo	23	13	42%
34	UHE Água Vermelha	35	19	47%

Notas: Valores medianos do período de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 30 – Pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Grande.



Fonte: Do autor (2018).

As pegadas hídricas líquidas das usinas do SIN na bacia do rio Grande foram, em média, equivalentes a 48% das respectivas pegadas hídricas bruta, condizente com os resultados obtidos para a bacia do rio Paranaíba e com diferenças encontradas para aproveitamentos hidrelétricos no Brasil e em outras regiões do mundo (BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; COELHO et al., 2017; FERREIRA; FIRMO, 2015; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; SCHERER; PFISTER, 2016).

As usinas hidrelétricas que apresentaram menores pegada hídrica (Euclides da Cunha, Itutinga e Estreito – L.C. Barreto) correspondem a aproveitamentos a fio d'água, localizados a jusante de reservatórios, caracterizados pelas menores relações de área inundada por potência instalada. Além destas, outras usinas a fio d'água, localizadas na calha do rio Grande (Funil, Jaguará, Igarapava), também apresentaram pegada hídrica menores, por regularização proporcionada pelos reservatórios de montante.

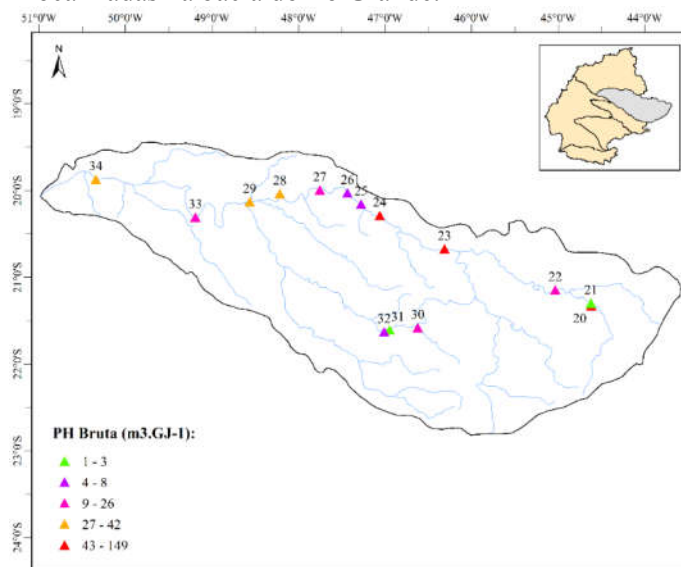
A maior pegada hídrica foi obtida para a UHE Camargos, localizada na cabeceira da bacia do rio Grande (reservatório de regularização), com capacidade instalada de apenas 46 MW e área inundada média de 59 km<sup>2</sup>, resultando em uma elevada relação área inundada por potência instalada. As usinas hidrelétricas de Peixoto (Marechal Mascarenhas de Moraes) e Furnas também apresentaram maiores valores de pegada hídrica, sendo ambos os aproveitamentos com reservatórios de regularização de vazões.

A UHE Água Vermelha (José Ermírio de Moraes), apesar de ter um reservatório grande (551 km<sup>2</sup>), apresentou uma pegada hídrica mediana, em relação às demais usinas, em virtude de sua elevada capacidade instalada (1.396 MW) e produção de energia.

As Figuras 31 e 32 ilustram, respectivamente, a distribuição espacial das pegadas hídricas bruta e líquida das usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Grande, onde se pode observar uma uniformidade, sem um padrão evidente de menores ou maiores estimativas conforme a região da bacia.

As Tabelas 17 e 18 apresentam os menores e maiores valores obtidos, no período de 2002 a 2016, das pegadas hídricas (bruta e líquida) das usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Grande, bem como os valores medianos e os respectivos coeficientes de variação. As Figuras 33 e 34 ilustram a amplitude e dispersão dos resultados para cada aproveitamento em estudo. Observa-se uma ampla variação nos valores anuais de pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN na bacia hidrográfica do rio Grande, com PH Bruta de 0,7 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (para a UHE Euclides da Cunha) até 272 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (UHE Camargos); e PH Líquida entre 0,3 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (UHE Euclides da Cunha) e 137 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (UHE Camargos).

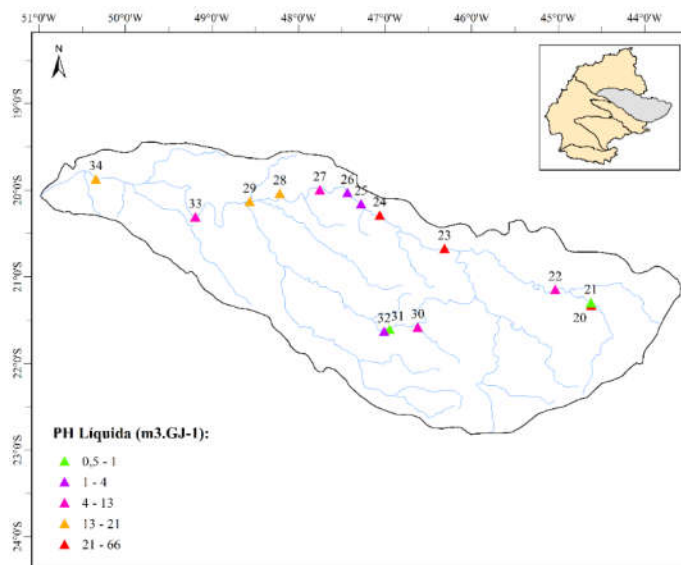
Figura 31 – Pegada hídrica bruta característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Grande.



Notas: Valores medianos anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 32 – Pegada hídrica líquida característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Grande.



Notas: Valores medianos anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Tabela 17 – Pegada hídrica bruta das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Grande.

N	Nome	Mínima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Mediana (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Máxima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Coefficiente de Variação (%)
20	UHE Camargos	98	149	272	31%
21	UHE Itutinga	2	3	7	38%
22	UHE Funil Grande	15	20	47	37%
23	UHE Furnas	71	104	280	43%
24	UHE Peixoto	105	123	186	15%
25	UHE Estreito	3	5	11	44%
26	UHE Jaguará	4	6	12	31%
27	UHE Igarapava	16	20	41	31%
28	UHE Volta Grande	35	42	95	34%
29	UHE Porto Colômbia	28	33	68	30%
30	UHE Caconde	19	26	37	18%
31	UHE Euclides da Cunha	0,7	0,9	1,8	28%
32	UHE Limoeiro	6	8	16	29%
33	UHE Marimbondo	19	23	61	40%
34	UHE Água Vermelha	31	35	69	26%

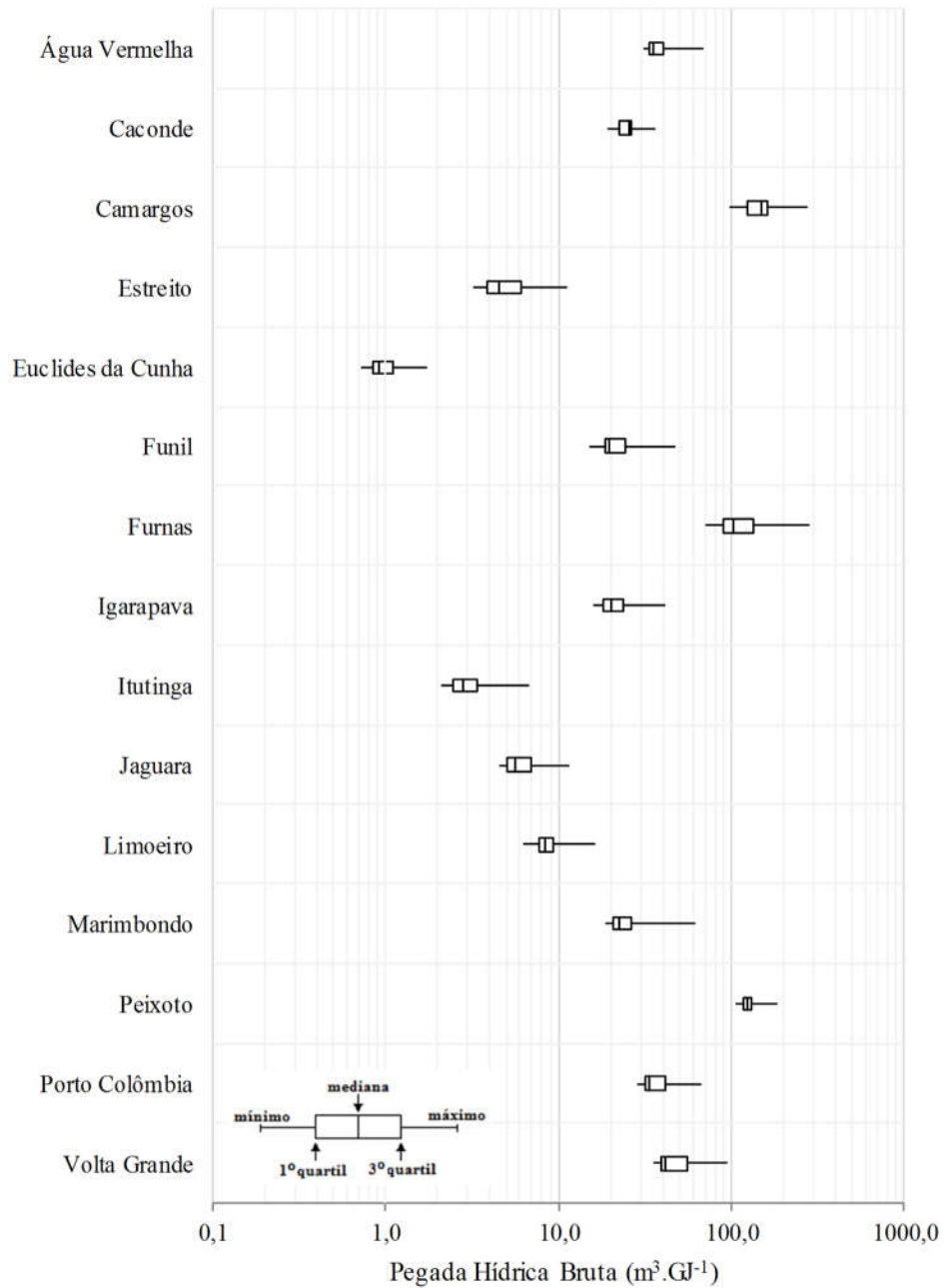
Fonte: Do autor (2018).

Tabela 18 – Pegada hídrica líquida das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Grande.

N	Nome	Mínima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Mediana (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Máxima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Coefficiente de Variação (%)
20	UHE Camargos	34	61	137	40%
21	UHE Itutinga	0,7	1,1	3,4	49%
22	UHE Funil Grande	5	8	24	49%
23	UHE Furnas	29	42	112	45%
24	UHE Peixoto	49	66	111	23%
25	UHE Estreito	2	3	6	47%
26	UHE Jaguará	2	3	5	30%
27	UHE Igarapava	7	10	17	29%
28	UHE Volta Grande	16	21	40	32%
29	UHE Porto Colômbia	15	20	37	29%
30	UHE Caconde	3	9	12	24%
31	UHE Euclides da Cunha	0,3	0,5	1,0	38%
32	UHE Limoeiro	3	4	8	38%
33	UHE Marimondo	11	13	32	36%
34	UHE Água Vermelha	15	19	32	25%

Fonte: Do autor (2018).

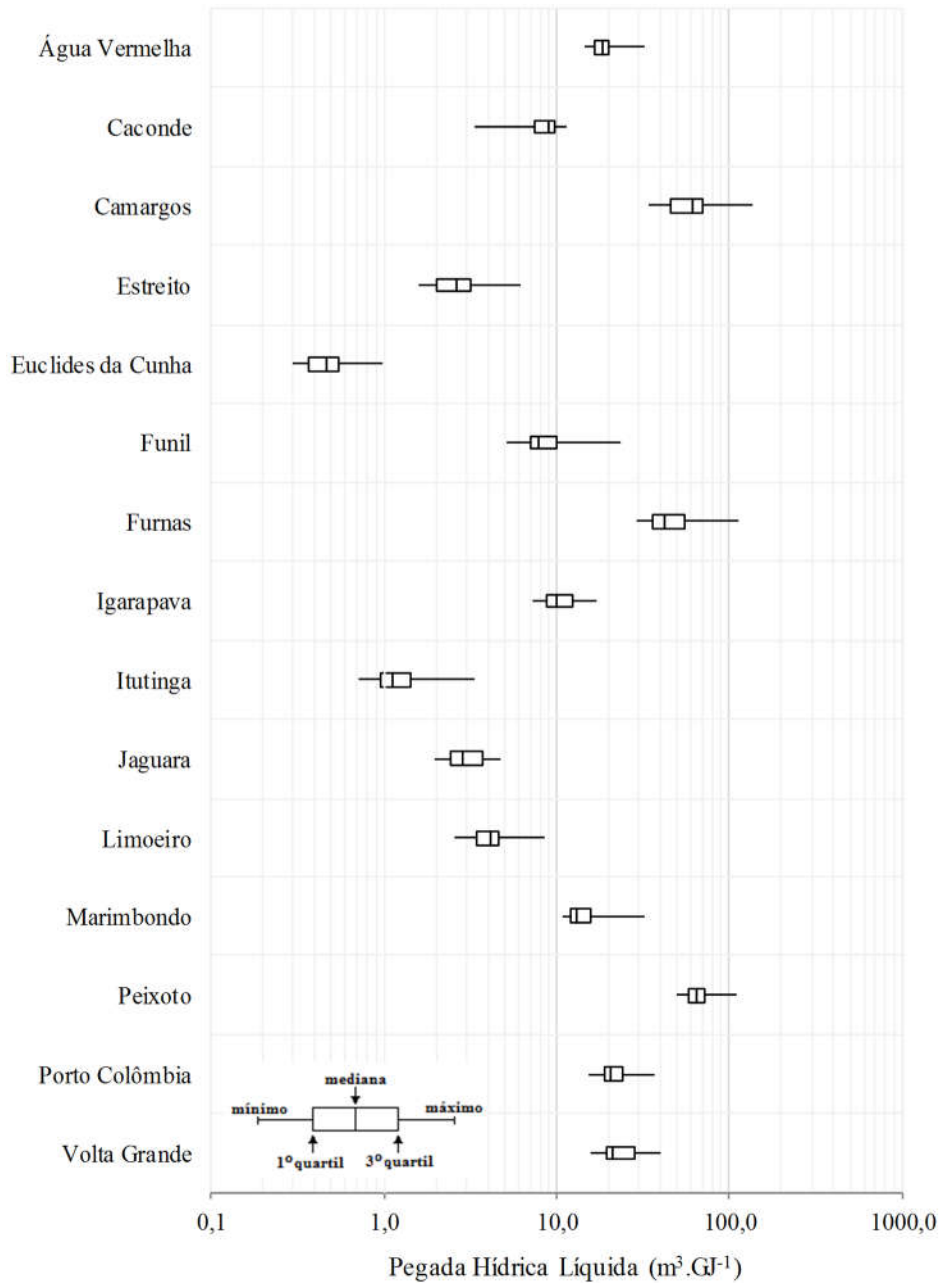
Figura 33 – Distribuição dos valores de pegada hídrica bruta estimada para as usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Grande.



Fonte: Do autor (2018).



Figura 34 – Distribuição dos valores de pegada hídrica líquida estimada para as usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Grande.



Fonte: Do autor (2018).

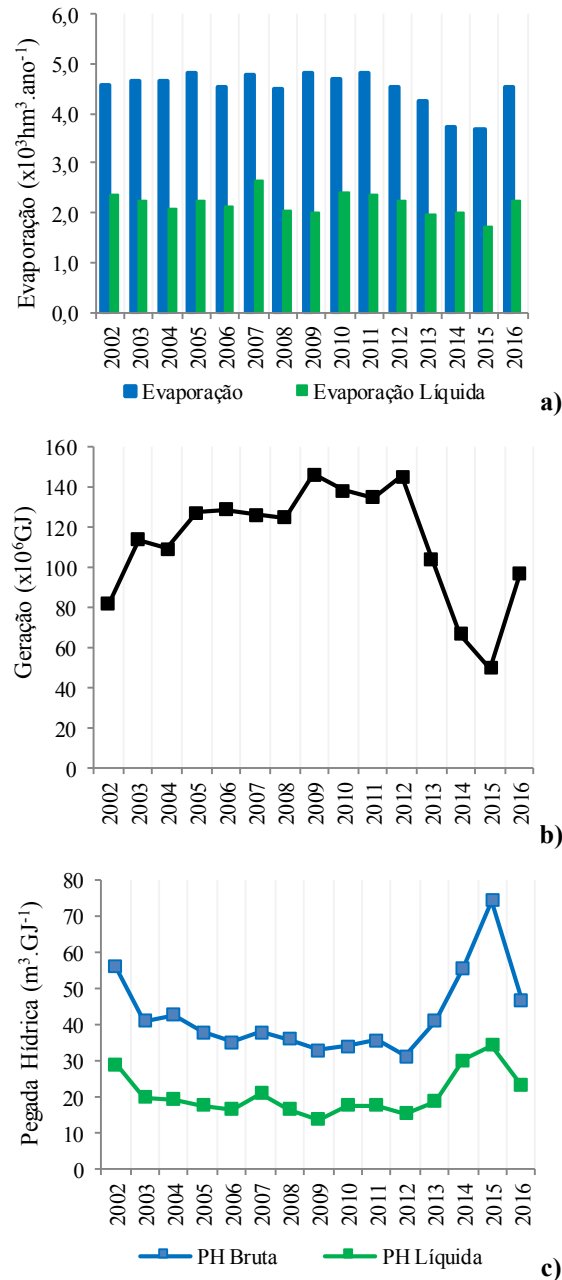
Para a maioria das usinas hidrelétricas do SIN, situadas na bacia do rio Grande, observa-se grande amplitude nos valores anuais de pegada hídrica (bruta e líquida) estimados no período de 2002 a 2016, com os coeficientes de variação indicados nas Tabelas 17 e 18. Os valores mínimos de pegadas hídricas correspondem aos anos de maior produção de energia (2009, 2010, 2012), enquanto as maiores estimativas de pegadas hídricas estão associadas aos anos de menor geração hidrelétrica, em especial, 2002, 2013 a 2015, por escassez de chuvas e, conseqüentemente, as baixas vazões afluentes e níveis dos reservatórios do setor elétrico.

### ***3.2.3 Pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Grande***

Além da quantificação individual de cada aproveitamento, foi caracterizada também a pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Grande. A Figura 35 ilustra, ao longo do período em estudo, os acumulados anuais de evaporação e evaporação líquida dos reservatórios (a), a produção total de energia pelas 15 usinas hidrelétricas do SIN, localizadas na bacia hidrográfica do rio Grande (b), bem como as estimativas de pegada hídrica bruta e líquida nesta bacia (c). O Anexo G apresenta os valores anuais destas variáveis de 2002 a 2016.

Assim como nas estimativas individuais, realizadas para cada usina, o volume total de água evaporado pelos reservatórios do SIN na bacia do rio Grande apresentou uma variabilidade, ao longo dos anos, menor do que a variação observada na produção de energia elétrica, influenciando menos na pegada hídrica da geração hidrelétrica na bacia. No período de 2013 a 2015, por causa da estiagem severa ocorrida na bacia, verificaram-se reduções simultâneas no volume de evaporação dos reservatórios (pela diminuição das áreas inundadas) e na geração nas usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Grande.

Figura 35 – Evaporação, evaporação líquida, geração e pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia hidrográfica do rio Grande.



Fonte: Do autor (2018).

A Figura 35(b) indica um aumento na produção de energia hidrelétrica, na bacia do rio Grande, no período de 2002 a 2012. Nos anos de 2013 a 2015, verificou-se uma queda acentuada na geração de energia pela escassez de chuvas observada na bacia e, conseqüentemente, redução das vazões afluentes e dos níveis dos principais reservatórios. O ano de 2016 sinaliza para uma retomada do crescimento na geração hidrelétrica na bacia.

Ao longo do período em estudo, a pegada hídrica bruta e líquida da bacia do rio Grande apresentou coeficientes de variação iguais a 27 e 29%, respectivamente, com a variabilidade atribuída, principalmente, às oscilações observadas na produção de energia hidrelétrica do SIN na bacia.

Portanto a pegada hídrica na bacia do rio Grande acompanhou mais o comportamento interanual da produção de energia do que da evaporação, com as máximas associadas aos anos de menor geração (2002, 2013 a 2015) e as mínimas correspondentes aos anos de maior geração hidrelétrica (2009 e 2012), semelhante ao observado na bacia do rio Paranaíba e por outros autores (BUENO, 2014; FISCHMANN, 2016).

As pegadas hídricas bruta e líquida na bacia do rio Grande, seguindo o padrão da geração hidrelétrica, apresentaram uma redução de 2002 a 2012, conforme ilustrado na Figura 35(c) e um perfil crescente de 2013 a 2015, por causa da estiagem observada nestes anos, que afetou de forma significativa a produção de energia em várias usinas hidrelétricas da bacia. Em 2016, a pegada hídrica da hidroeletricidade na bacia em questão voltou a diminuir, em decorrência de maior geração de energia.

As pegadas hídricas bruta e líquida da geração hidrelétrica no SIN na bacia do rio Grande, características do período em estudo (medianas das estimativas anuais de 2002 a 2016), foram iguais a 38 e 19  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , respectivamente. Esta diferença condiz com o observado individualmente para as usinas hidrelétricas do SIN, assim como para a bacia do rio Paranaíba.

A geração hidrelétrica na bacia do rio Grande, no período em estudo, foi relativamente elevada, a terceira maior entre as bacias da Região Hidrográfica do Paraná, sobretudo, por alta capacidade instalada na bacia e por sinergia na operação da cascata de usinas localizadas na calha do rio Grande, principalmente, em Furnas, Estreito (L. C. Barreto), Marimbondo e Água Vermelha. Por outro lado, existem na bacia usinas menos eficientes e com maior relação área inundada por potência instalada (UHE Camargos, UHE Peixoto) e outras com reservatórios com extensos espelhos d'água (Furnas, Água Vermelha) que proporcionam volumes de evaporação significativos. Assim, considerando a combinação destes fatores, a pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia hidrográfica do rio Grande apresentou-se próxima ao obtido para a bacia do rio Paranaíba e na média das estimativas de aproveitamentos hidrelétricos no Brasil e no mundo (ARNOY, 2012; BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; FERREIRA; FIRMO, 2015; FISCHMANN, 2016; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; HOGEBOOM; KNOOK; HOEKSTRA, 2018; LIU et al., 2015; SCHERER; PFISTER, 2016).

### **3.3 Bacia hidrográfica do rio Tietê**

#### ***3.3.1 Evaporação, evapotranspiração da área inundada e evaporação líquida dos reservatórios do SIN na bacia do rio Tietê***

A Tabela 19 resume a evaporação e evapotranspiração real obtidas do Programa WREVAP, bem como a evaporação líquida, relativos aos reservatórios do SIN localizados na bacia do rio Tietê. Os valores correspondem às médias anuais do período de 2002 a 2016. As Figuras 36 e 37 ilustram, respectivamente, a distribuição espacial da evaporação e evaporação líquida dos reservatórios em questão, sendo o número indicado correspondente ao identificador adotado para os aproveitamentos em estudo.

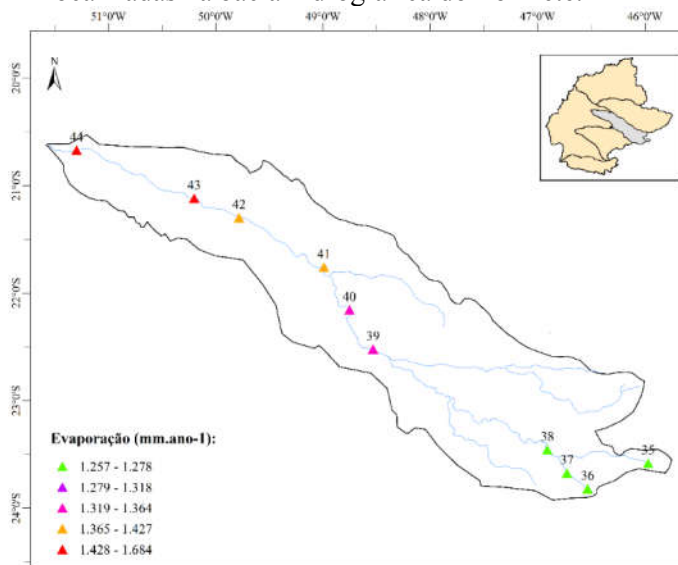
Tabela 19 - Evaporação, evapotranspiração real e evaporação líquida dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizados na bacia hidrográfica do rio Tietê.

N	Nome	Evaporação (mm.ano <sup>-1</sup> )	Evapotranspiração Real (mm.ano <sup>-1</sup> )	Evaporação Líquida (mm.ano <sup>-1</sup> )
35	Reservatório Ponte Nova	1.266	743	523
36	Reservatório Billings	1.258	739	519
37	Reservatório Guarapiranga	1.266	741	525
38	Reservatório Edgard de Souza	1.257	742	515
39	UHE Barra Bonita	1.362	773	589
40	UHE Bariri	1.364	777	587
41	UHE Ibitinga	1.420	620	800
42	UHE Promissão	1.427	623	804
43	UHE Nova Avanhandava	1.428	624	804
44	UHE Três Irmãos	1.684	830	854

Notas: Valores médios do período de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

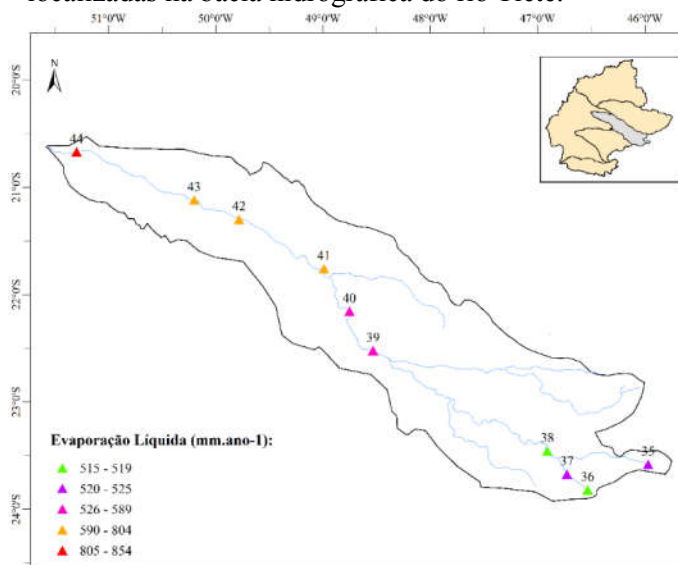
Figura 36 - Evaporação dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Tietê.



Notas: Valores médios anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 37 – Evaporação líquida dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Tietê.



Notas: Valores médios anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

A evaporação média dos reservatórios da bacia do rio Tietê foi estimada em  $1.373 \text{ mm.ano}^{-1}$ , variando de  $1.257 \text{ mm.ano}^{-1}$  (Reservatório Edgard de Souza) à  $1.684 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Três Irmãos). A média da evaporação líquida foi de  $652 \text{ mm.ano}^{-1}$ , com o mínimo de  $515 \text{ mm.ano}^{-1}$  (Reservatório Edgard de Souza) e máximo de  $854 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Três Irmãos). As Figuras 36 e 37 indicam uma menor evaporação (e evaporação líquida), nos reservatórios localizados na cabeceira da bacia do rio Tietê, na Região Metropolitana de São Paulo, com um aumento à medida que se desloca para jusante na bacia, com maiores taxas nos reservatórios a oeste, próximo à foz no rio Paraná; corroborando com o observado por Fischmann (2016).

### ***3.3.2 Pegada hídrica das usinas do SIN na bacia do rio Tietê***

A Tabela 20 apresenta as pegadas hídricas bruta e líquida de cada usina hidrelétrica do SIN localizada na bacia do rio Tietê. Os valores são característicos do período em estudo (medianas das estimativas anuais de 2002 a 2016). A Figura 38 apresenta estas estimativas em ordem decrescente, destacando as usinas com maior e menor pegada hídrica. Ressalta-se que, na cabeceira da bacia do rio Tietê, existem 4 reservatórios pertencentes ao SIN que não possuem unidades geradoras de energia, para os quais não foram calculadas as pegadas hídricas individualmente.

As pegadas hídricas líquidas das usinas do SIN na bacia do rio Tietê foram, em média, equivalentes a 51% das respectivas pegadas hídricas bruta, condizente com os resultados obtidos para os aproveitamentos das bacias dos rios Paranaíba e Grande e com diferenças encontradas para outras usinas hidrelétricas no Brasil e mundo (BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; COELHO et al., 2017; FERREIRA; FIRMO, 2015; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; SCHERER; PFISTER, 2016).



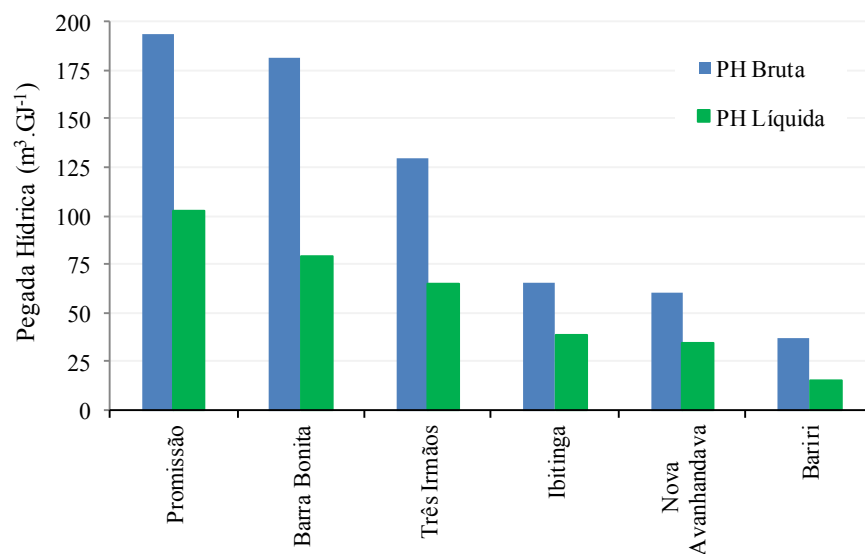
Tabela 20 – Pegada hídrica bruta e líquida característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Tietê.

N	Nome	PH Bruta (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	PH Líquida (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Diferença (%)
35	Reservatório Ponte Nova			
36	Reservatório Billings			
37	Reservatório Guarapiranga			
38	Reservatório Edgard de Souza			
39	UHE Barra Bonita	181	79	56%
40	UHE Bariri	37	16	57%
41	UHE Ibitinga	66	38	42%
42	UHE Promissão	193	103	47%
43	UHE Nova Avanhandava	61	35	42%
44	UHE Três Irmãos	130	65	50%

Notas: Valores medianos do período de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 38 – Pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Tietê.



Fonte: Do autor (2018).

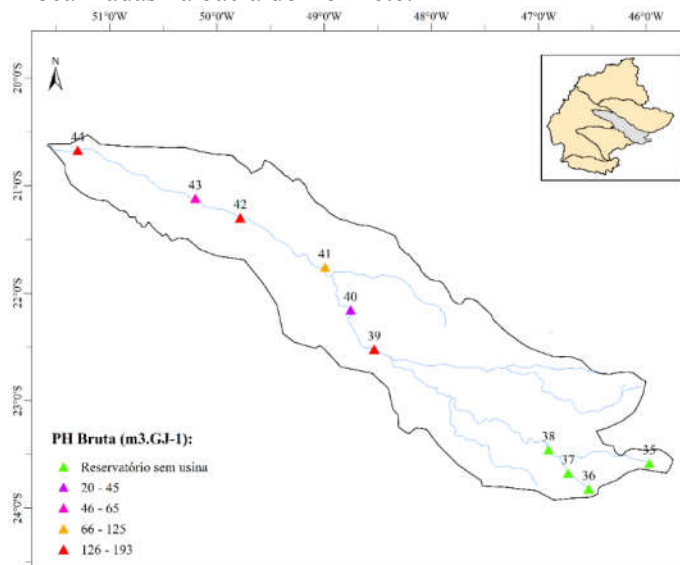
Em geral, os aproveitamentos hidrelétricos do SIN localizados na bacia do rio Tietê apresentam evaporação mediana, porém baixa capacidade instalada e geração de energia, resultando em maiores pegadas hídricas em relação às usinas das demais bacias da Região Hidrográfica do Paraná.

As usinas hidrelétricas que apresentaram menores pegadas hídricas (Bariri, Ibitinga e Nova Avanhandava) correspondem aos aproveitamentos a fio d'água localizados na calha do rio Tietê. As maiores estimativas, cerca de duas vezes a média das demais usinas, foram para aquelas com reservatórios de regularização (Promissão, Barra Bonita e Três Irmãos), que apresentam relações de área inundada por potência instalada significativas. Nestes casos, a regularização de vazões tem também como objetivo a manutenção dos níveis d'água para navegação na hidrovia Paraná-Tietê, inclusive, para operação de eclusas de transposição de desníveis (BRASIL, 2006), o que influencia na produção de energia e, conseqüentemente, na pegada hídrica.

As Figuras 39 e 40 ilustram, respectivamente, a distribuição uniforme das pegadas hídricas bruta e líquida das usinas do SIN na bacia do rio Tietê, sem evidências de um padrão espacial de menores ou maiores valores conforme a região da bacia.

As Tabelas 21 e 22 apresentam os menores e maiores valores obtidos, no período de 2002 a 2016, das pegadas hídricas (bruta e líquida) das usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Tietê, bem como os valores medianos e os respectivos coeficientes de variação. As Figuras 41 e 42 ilustram a amplitude e dispersão dos resultados para cada aproveitamento em estudo. Observa-se uma ampla gama de valores anuais de pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN na bacia hidrográfica do rio Tietê, com PH Bruta variando de  $30 \text{ m}^3 \cdot \text{GJ}^{-1}$  (para a UHE Bariri) até  $374 \text{ m}^3 \cdot \text{GJ}^{-1}$  (UHE Barra Bonita); e PH Líquida entre  $9 \text{ m}^3 \cdot \text{GJ}^{-1}$  (também para UHE Bariri) e  $198 \text{ m}^3 \cdot \text{GJ}^{-1}$  (correspondente à UHE Promissão).

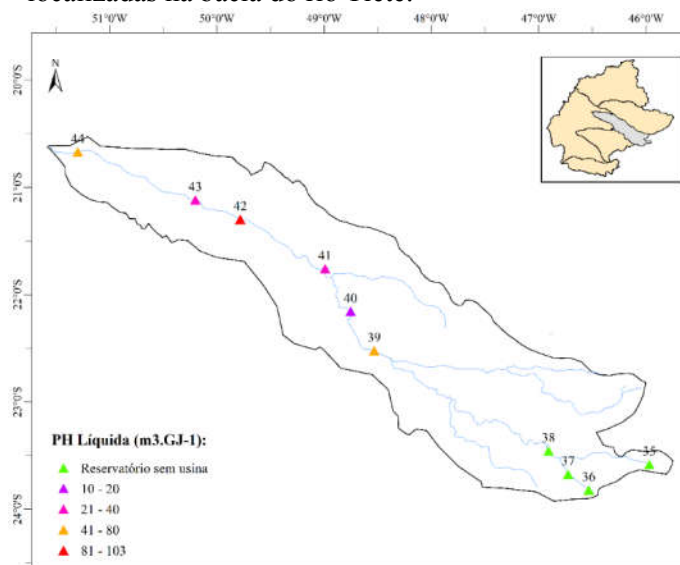
Figura 39 – Pegada hídrica bruta característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Tietê.



Notas: Valores medianos anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 40 – Pegada hídrica líquida característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Tietê.



Notas: Valores medianos anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Tabela 21 – Pegada hídrica bruta das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Tietê.

N	Nome	Mínima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Mediana (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Máxima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Coefficiente de Variação (%)
35	Reservatório Ponte Nova				
36	Reservatório Billings				
37	Reservatório Guarapiranga				
38	Reservatório Edgard de Souza				
39	UHE Barra Bonita	149	181	374	28%
40	UHE Bariri	30	37	65	23%
41	UHE Ibitinga	50	66	90	14%
42	UHE Promissão	126	193	312	23%
43	UHE Nova Avanhandava	41	61	88	19%
44	UHE Três Irmãos	92	130	223	28%

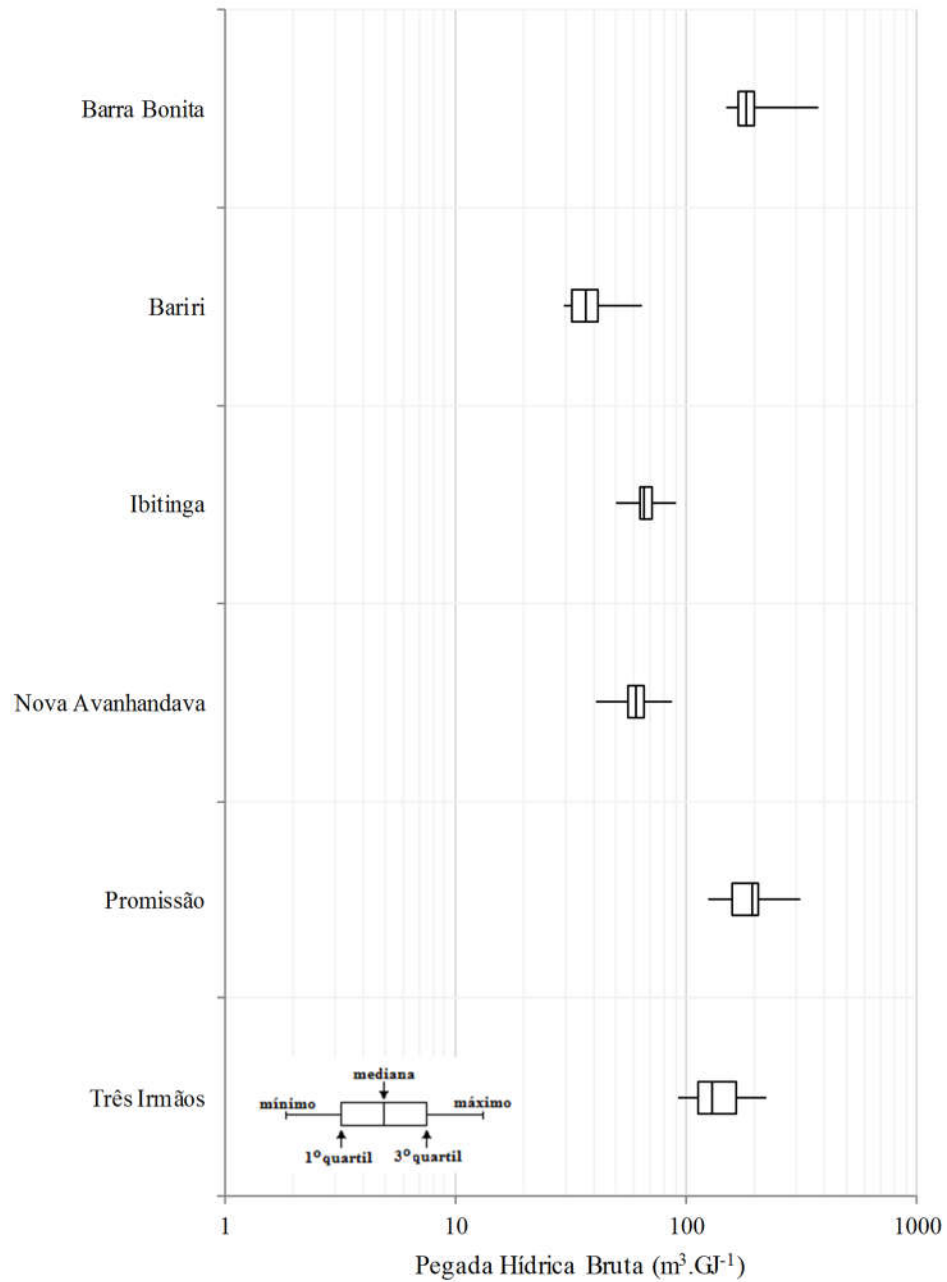
Fonte: Do autor (2018).

Tabela 22 – Pegada hídrica líquida das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Tietê.

N	Nome	Mínima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Mediana (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Máxima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Coefficiente de Variação (%)
35	Reservatório Ponte Nova				
36	Reservatório Billings				
37	Reservatório Guarapiranga				
38	Reservatório Edgard de Souza				
39	UHE Barra Bonita	52	79	207	42%
40	UHE Bariri	9	16	36	36%
41	UHE Ibitinga	25	38	63	24%
42	UHE Promissão	71	103	219	33%
43	UHE Nova Avanhandava	22	35	62	28%
44	UHE Três Irmãos	44	65	118	28%

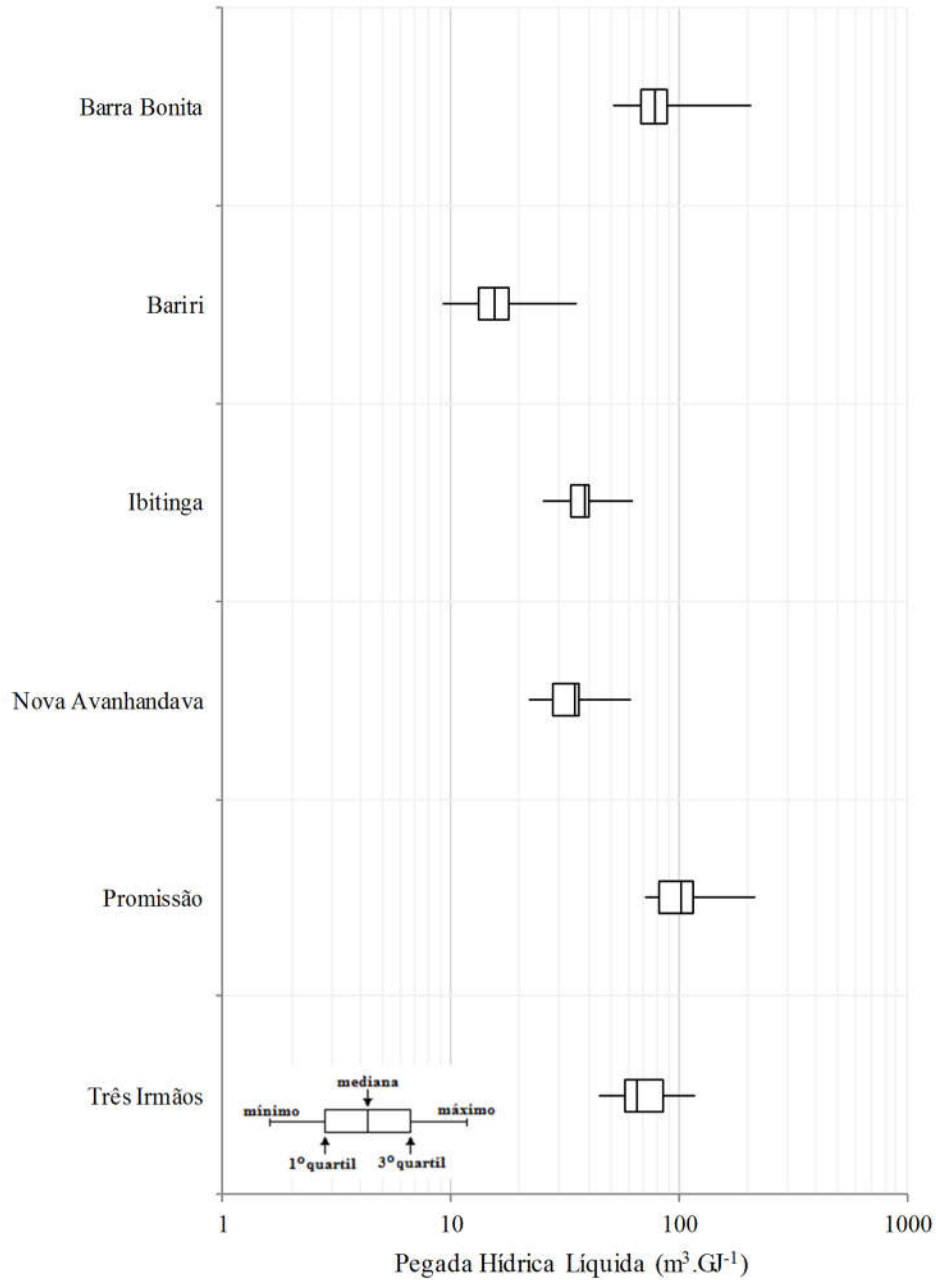
Fonte: Do autor (2018).

Figura 41 – Distribuição dos valores de pegada hídrica bruta estimada para as usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Tietê.



Fonte: Do autor (2018).

Figura 42 – Distribuição dos valores de pegada hídrica líquida estimada para as usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Tietê.



Fonte: Do autor (2018).

As menores amplitudes e dispersão de valores de pegada hídrica (bruta e líquida), no período de 2002 a 2016, foram observadas para as usinas hidrelétricas de Ibitinga e Nova Avanhandava, com coeficiente de variação da ordem de 17% para PH Bruta e 26% para PH Líquida. As usinas de Barra Bonita e Três Irmãos apresentaram maior amplitude e dispersão nas estimativas de PH Bruta (coeficiente de variação de 28%), enquanto as usinas de Barra Bonita, Bariri e Promissão apresentaram maior variabilidade de PH Líquida, com coeficiente de variação médio de 37%.

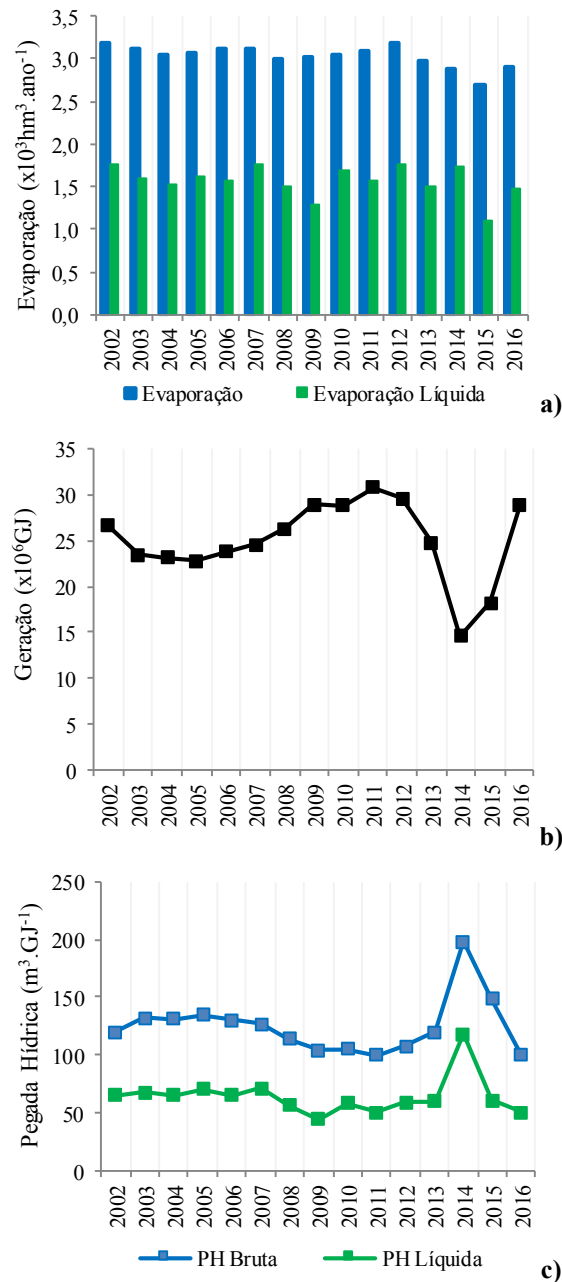
### ***3.3.3 Pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Tietê***

Além da quantificação individual de cada aproveitamento, foi caracterizada também a pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Tietê. A Figura 43 ilustra, ao longo do período em estudo, os acumulados anuais de evaporação e evaporação líquida dos reservatórios (a), a produção total de energia pelas usinas do SIN, localizadas na bacia hidrográfica do rio Tietê (b), bem como as estimativas de pegada hídrica bruta e líquida nesta bacia (c). O Anexo G apresenta os valores anuais destas variáveis de 2002 a 2016.

O volume total de água perdido por evaporação pelos reservatórios do SIN na bacia do rio Tietê apresentou uma variabilidade, ao longo dos anos, bem menor do que a variação observada na produção de energia elétrica, influenciando menos na pegada hídrica da geração hidrelétrica na bacia. Ressalta-se que as evaporações dos 4 reservatórios que não possuem unidades geradoras de energia entraram no somatório das perdas de água, para geração hidrelétrica na bacia, uma vez que eles pertencem ao SIN.



Figura 43 – Evaporação, evaporação líquida, geração e pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia hidrográfica do rio Tietê.



Fonte: Do autor (2018).

A Figura 43(b) indica uma redução na produção de energia hidrelétrica na bacia do rio Tietê, no período de 2002 a 2005, seguido de um crescimento até 2011. Nos anos de 2012 a 2014, observa-se uma queda acentuada na geração de energia pela escassez de chuvas observada na bacia e, conseqüentemente, redução das vazões afluentes e dos níveis dos principais reservatórios. Os anos de 2015 e 2016 apontam uma tendência de retomada de crescimento na geração hidrelétrica na bacia.

Ao longo do período em estudo, a pegada hídrica bruta e líquida da bacia do rio Tietê apresentou coeficientes de variação iguais a 20 e 26%, respectivamente, com a variabilidade atribuída, principalmente, às oscilações observadas na produção de energia hidrelétrica.

A pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Tietê, conforme ilustrado na Figura 43(c), apresentou-se praticamente constante ao longo do período de 2002 a 2013. No ano de 2014, a pegada hídrica atingiu seu valor máximo, mantendo-se ainda elevada em 2015, por condição crítica de escassez de chuvas em que se encontrava a região Sudeste do país, provocando o esvaziamento dos reservatórios e queda acentuada na geração de energia hidrelétrica na bacia do rio Tietê. Em 2016, com o aumento da hidroeletricidade na bacia, a pegada hídrica atingiu o seu menor valor no período em estudo.

As pegadas hídricas bruta e líquida da geração hidrelétrica no SIN na bacia do rio Tietê foram iguais a 120 e 61  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , respectivamente. Portanto, assim como observado individualmente para as usinas hidrelétricas, a PH Líquida da bacia foi equivalente a 51% da PH Bruta, condizente com as diferenças obtidas nas bacias dos rios Paranaíba e Grande e indicadas em outros estudos desta natureza (BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; COELHO et al., 2017; FERREIRA; FIRMO, 2015; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; SCHERER; PFISTER, 2016).

A bacia do rio Tietê apresenta a menor capacidade instalada e geração hidrelétrica do SIN na Região Hidrográfica do Paraná. Os reservatórios do setor elétrico na bacia estão sujeitos às restrições operativas para atendimento da hidrovia Tietê-Paraná. Além disto, localizam-se, na cabeceira da bacia, quatro reservatórios de usos múltiplos pertencentes ao SIN, porém sem usinas de geração de energia elétrica. Todos estes aspectos, de forma conjunta, refletem em uma pegada hídrica elevada para geração hidrelétrica na bacia do rio Tietê, acima da média das demais bacias da Região Hidrográfica do Paraná e de estimativas de outras usinas hidrelétricas no Brasil e no mundo (ARNOY, 2012; BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; FERREIRA; FIRMO, 2015; FISCHMANN, 2016; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; HOGEBOOM; KNOOK; HOEKSTRA, 2018; LIU et al., 2015; MEKONNEN; HOEKSTRA, 2012; SCHERER; PFISTER, 2016).

### **3.4 Bacia hidrográfica do rio Paranapanema**

#### ***3.4.1 Evaporação, evapotranspiração da área inundada e evaporação líquida dos reservatórios do SIN na bacia do rio Paranapanema***

A Tabela 23 apresenta as médias anuais do período de 2002 a 2016 de evaporação, evapotranspiração real e evaporação líquida dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Paranapanema.

A evaporação média dos reservatórios da bacia do rio Paranapanema foi estimada em  $1.512 \text{ mm.ano}^{-1}$ , variando de  $1.472 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Mauá) a  $1.599 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Rosana). A média da evaporação líquida foi de  $581 \text{ mm.ano}^{-1}$ , com o mínimo de  $450 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Ourinhos) e máximo de  $913 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Taquaruçu).

Tabela 23 - Evaporação, evapotranspiração real e evaporação líquida dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizados na bacia hidrográfica do rio Paranapanema.

N	Nome	Evaporação (mm.ano <sup>-1</sup> )	Evapotranspiração Real (mm.ano <sup>-1</sup> )	Evaporação Líquida (mm.ano <sup>-1</sup> )
45	UHE Jurumirim	1.483	1.008	475
46	UHE Piraju	1.480	1.012	469
47	UHE Chavantes	1.480	1.005	475
48	UHE Ourinhos	1.487	1.037	450
49	UHE Salto Grande	1.493	1.008	485
50	UHE Canoas II	1.486	1.005	480
51	UHE Canoas I	1.484	1.005	480
52	UHE Mauá	1.472	976	497
53	UHE Capivara	1.584	673	911
54	UHE Taquaruçu	1.586	672	913
55	UHE Rosana	1.599	840	758

Notas: Valores médios do período de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

As Figuras 44 e 45 ilustram, respectivamente, a distribuição espacial da evaporação e evaporação líquida dos reservatórios do SIN na bacia do rio Paranapanema. Apesar da pequena diferença entre reservatórios, observa-se uma leve tendência de menor evaporação (e evaporação líquida), na parte alta da bacia, e maiores taxas no curso baixo do rio Paranapanema.

### 3.4.2 Pegada hídrica das usinas do SIN na bacia do rio Paranapanema

A Tabela 24 apresenta as pegadas hídricas bruta e líquida das usinas hidrelétricas do SIN, localizadas na bacia do rio Paranapanema, características do período em estudo. A Figura 46 apresenta estas estimativas em ordem decrescente, destacando as usinas com maior e menor pegada hídrica.

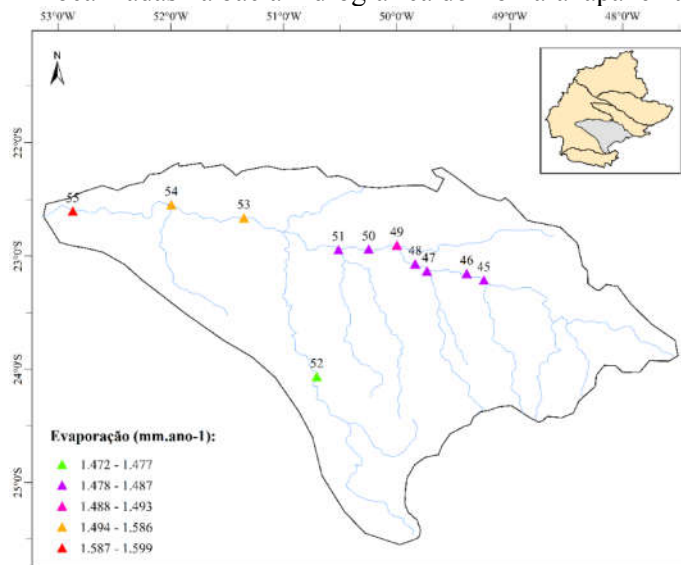
Tabela 24 – Pegada hídrica bruta e líquida característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Paranapanema.

N	Nome	PH Bruta (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	PH Líquida (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Diferença (%)
45	UHE Jurumirim	305	113	63%
46	UHE Piraju	12	4	65%
47	UHE Chavantes	81	30	64%
48	UHE Ourinhos	8	3	66%
49	UHE Salto Grande	10	3	66%
50	UHE Canoas II	21	8	64%
51	UHE Canoas I	22	8	65%
52	UHE Mauá	13	4	66%
53	UHE Capivara	62	35	43%
54	UHE Taquaruçu	15	9	40%
55	UHE Rosana	49	23	53%

Notas: Valores medianos do período de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

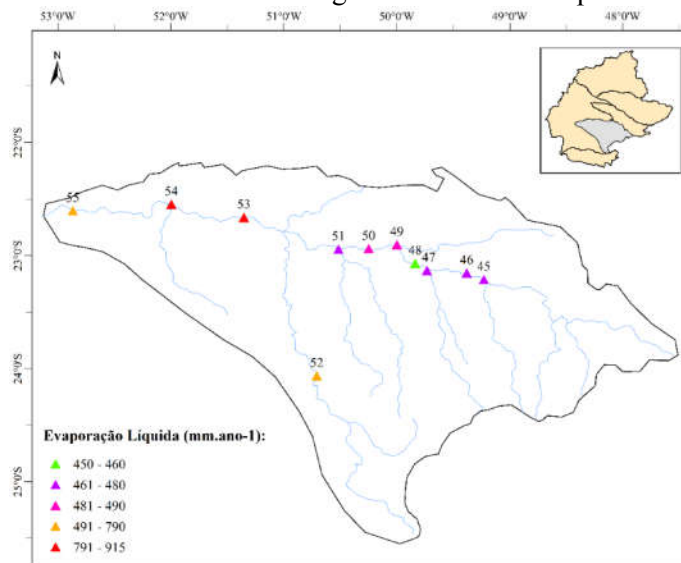
Figura 44 - Evaporação dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Paranapanema.



Notas: Valores médios anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

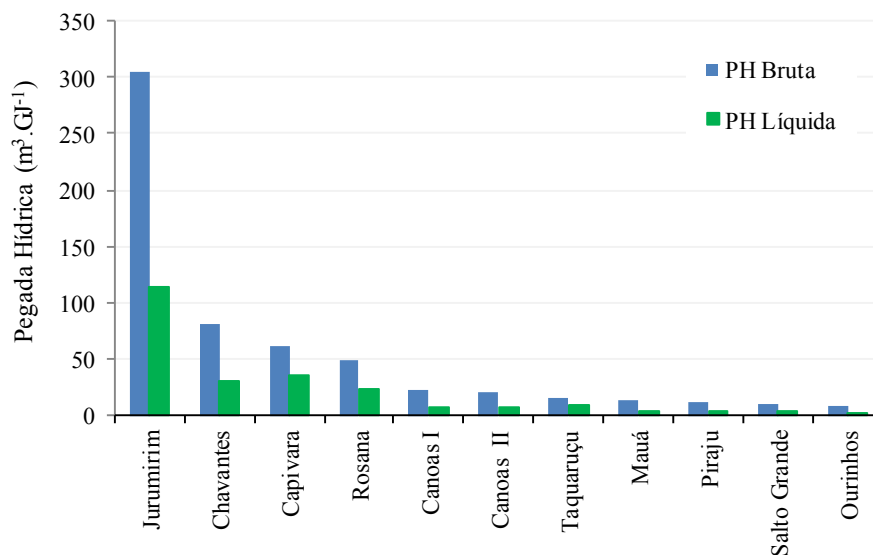
Figura 45 – Evaporação líquida dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Paranapanema.



Notas: Valores médios anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 46 – Pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Paranapanema.



Fonte: Do autor (2018).

As pegadas hídricas líquidas das usinas do SIN na bacia do rio Paranapanema foram, em média, equivalentes a 60% das respectivas pegadas hídricas bruta. Esta diferença é ligeiramente superior à diferença observada nas usinas das bacias dos rios Paranaíba, Grande e Tietê, assim como em outros aproveitamentos hidrelétricos no Brasil e no mundo (BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; COELHO et al., 2017; FERREIRA; FIRMO, 2015; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; SCHERER; PFISTER, 2016).

As usinas hidrelétricas que apresentaram menores pegadas hídricas correspondem aos aproveitamentos a fio d'água na bacia, sobretudo, aqueles localizados a jusante de reservatórios (Ourinhos, Salto Grande, Piraju).

As usinas de Capivara, Chavantes e Jurumirim apresentaram as maiores pegadas hídricas, justificadas por suas elevadas relações de área inundada por potência instalada. Estes aproveitamentos correspondem aos reservatórios de regularização existentes, na calha do rio Paranapanema, com espelhos d'água

significativos. Destaque para UHE Jurumirim, localizada na cabeceira da bacia do rio Paranapanema, com capacidade de 101 MW e reservatório de regularização com área média de 408 km<sup>2</sup>, resultando em uma pegada hídrica expressiva, cerca de 10 vezes a média dos demais aproveitamentos na bacia e a segunda maior entre as 62 usinas do SIN na Região Hidrográfica do Paraná, atrás apenas da UHE Batalha / Paulista, localizada na bacia do rio Paranaíba.

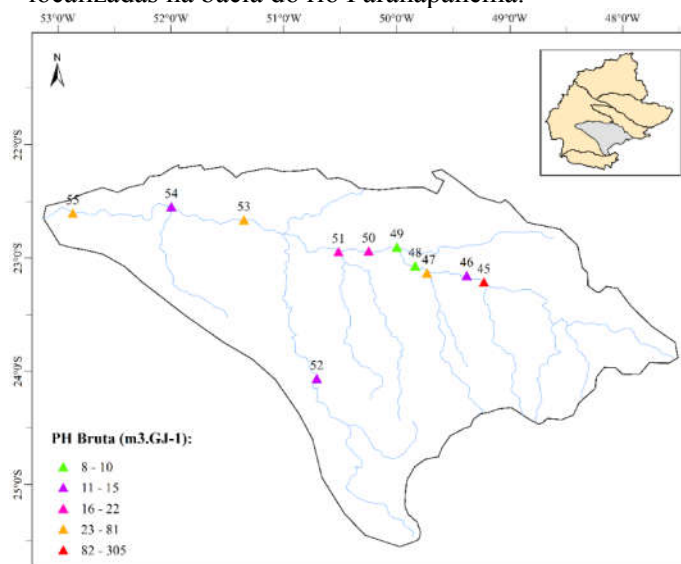
As Figuras 47 e 48 ilustram, respectivamente, a distribuição espacial das pegadas hídricas bruta e líquida das usinas do SIN na bacia do rio Paranapanema, onde se pode observar certa uniformidade, sem um padrão evidente de menores ou maiores estimativas conforme a região da bacia.

As Tabelas 25 e 26 apresentam os menores e maiores valores obtidos, no período de 2002 a 2016, das pegadas hídricas (bruta e líquida) das usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Paranapanema, bem como os valores medianos e respectivos coeficientes de variação. As Figuras 49 e 50 ilustram a amplitude e dispersão dos resultados para cada aproveitamento em estudo. Observa-se uma ampla gama de valores anuais de pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN, na bacia do rio Paranapanema, com PH Bruta variando de 7 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (para a UHE Ourinhos) até 381 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (UHE Jurumirim) e PH Líquida entre 0,01 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (também para UHE Ourinhos) e 153 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (correspondente à UHE Jurumirim).

Em geral, individualmente, as pegadas hídricas brutas das usinas hidrelétricas apresentaram baixa variabilidade no período em estudo, com coeficiente de variação médio de 13%. Apesar da pequena dispersão das estimativas anuais, para algumas usinas do SIN na bacia do rio Paranapanema, os valores mínimos da pegada hídrica líquida apresentaram-se muito abaixo das medianas, conforme ilustrado na Figura 50. Estes valores correspondem ao ano de 2010, quando a evaporação líquida calculada foi muito baixa, ou seja, a evapotranspiração real da área inundada próxima da evaporação do reservatório.



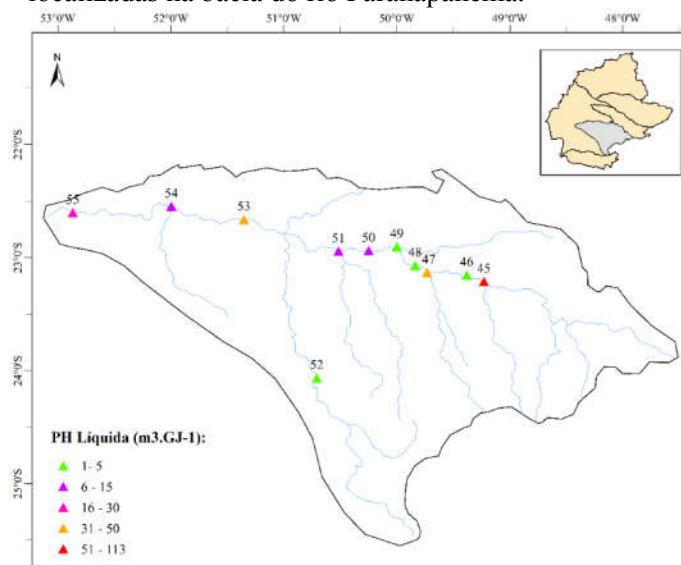
Figura 47 – Pegada hídrica bruta característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Paranapanema.



Notas: Valores medianos anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 48 – Pegada hídrica líquida característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Paranapanema.



Notas: Valores medianos anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Tabela 25 – Pegada hídrica bruta das usinas hidrelétricas do SIN na bacia hidrográfica do rio Paranapanema.

N	Nome	Mínima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Mediana (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Máxima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Coefficiente de Variação (%)
45	UHE Jurumirim	227	305	381	15%
46	UHE Piraju	9	12	14	14%
47	UHE Chavantes	58	81	111	16%
48	UHE Ourinhos	7	8	11	14%
49	UHE Salto Grande	9	10	12	9%
50	UHE Canoas II	17	21	26	11%
51	UHE Canoas I	18	22	26	10%
52	UHE Mauá	12	13	16	14%
53	UHE Capivara	55	62	72	9%
54	UHE Taquaruçu	11	15	18	15%
55	UHE Rosana	38	49	58	11%

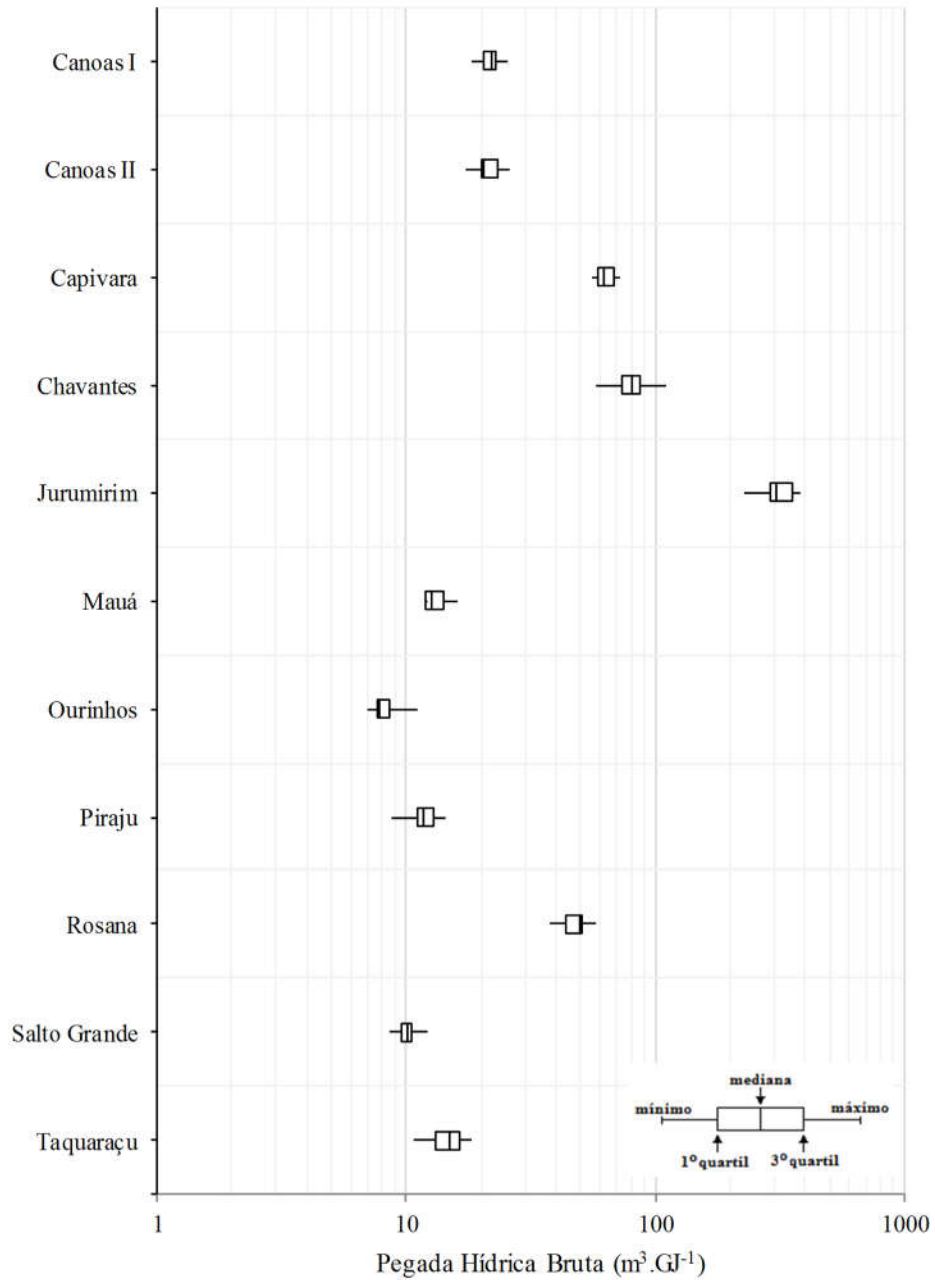
Fonte: Do autor (2018).

Tabela 26 – Pegada hídrica líquida das usinas hidrelétricas do SIN na bacia hidrográfica do rio Paranapanema.

N	Nome	Mínima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Mediana (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Máxima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Coefficiente de Variação (%)
45	UHE Jurumirim	1	113	153	40%
46	UHE Piraju	0,1	4	5	40%
47	UHE Chavantes	0,3	30	42	40%
48	UHE Ourinhos	0,01	3	5	51%
49	UHE Salto Grande	0,1	3	5	39%
50	UHE Canoas II	0,2	8	10	38%
51	UHE Canoas I	0,1	8	10	39%
52	UHE Mauá	3	4	6	26%
53	UHE Capivara	28	35	44	13%
54	UHE Taquaruçu	6	9	11	19%
55	UHE Rosana	18	23	30	16%

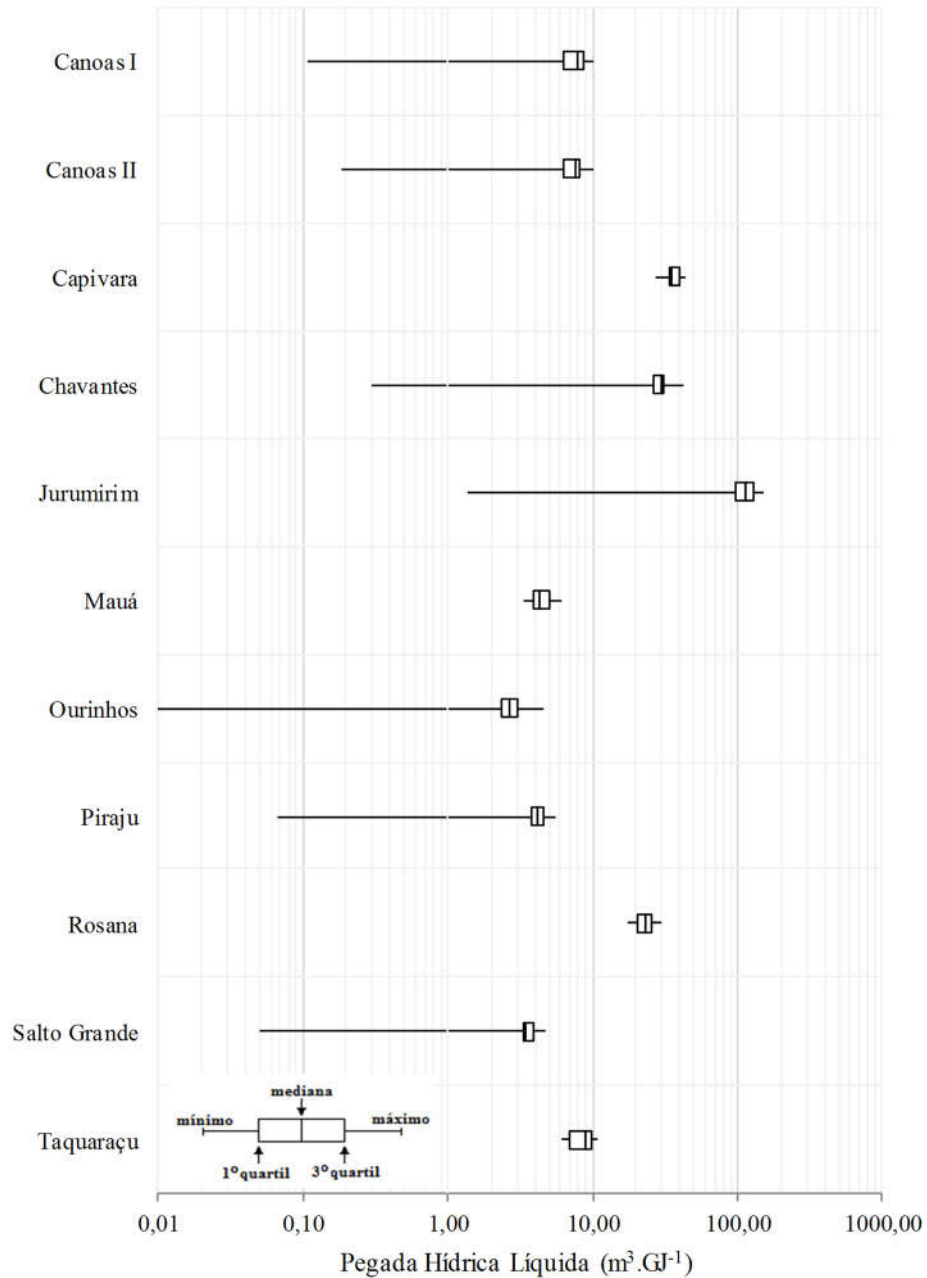
Fonte: Do autor (2018).

Figura 49 – Distribuição dos valores de pegada hídrica bruta estimada para as usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Paranapanema.



Fonte: Do autor (2018).

Figura 50 – Distribuição dos valores de pegada hídrica líquida estimada para as usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Paranapanema.



Fonte: Do autor (2018).

### ***3.4.3 Pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Paranapanema***

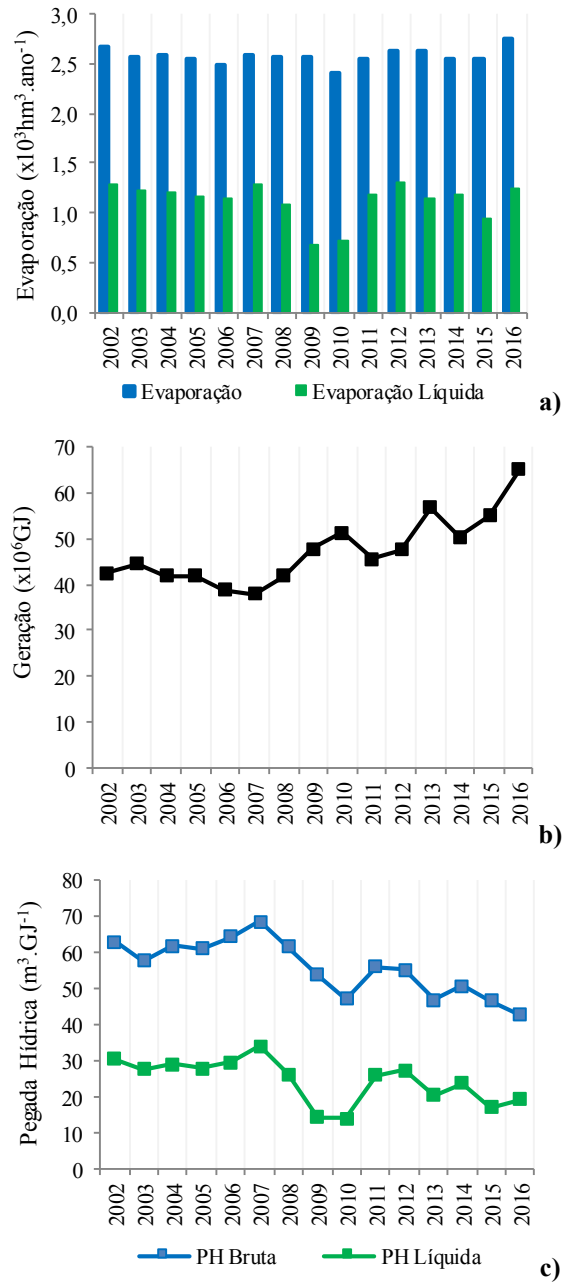
A Figura 51 ilustra, ao longo do período em estudo, os acumulados anuais de evaporação e evaporação líquida dos reservatórios (a), a produção total de energia pelas 11 usinas hidrelétricas do SIN, localizadas na bacia hidrográfica do rio Paranapanema (b), bem como as estimativas de pegada hídrica bruta e líquida da geração hidrelétrica nesta bacia (c). O Anexo G apresenta os valores anuais destas variáveis de 2002 a 2016.

O volume total de água perdido por evaporação pelos reservatórios do SIN na bacia do rio Paranapanema apresentou uma variabilidade, ao longo dos anos, bem menor do que a variação observada na produção de energia elétrica, influenciando menos na pegada hídrica da geração hidrelétrica na bacia, corroborando com o observado por Fischmann (2016).

A Figura 51(b) indica um crescimento na produção de energia hidrelétrica na bacia do rio Paranapanema no período de 2002 a 2016. Ressalta-se que, na bacia do rio Paranapanema, 3 usinas hidrelétricas entraram em operação, ao longo do período em estudo, com destaque para a UHE Mauá (potência instalada de 352 MW) no ano de 2012.

A pegada hídrica (bruta e líquida) da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Paranapanema apresentou um perfil decrescente de 2002 a 2016, conforme ilustrado na Figura 51(c). A maior pegada hídrica bruta do período em estudo foi observada no ano de 2007, em razão da menor geração hidrelétrica na bacia do rio Paranapanema, enquanto a menor PH Bruta foi obtida em 2016, correspondente ao ano de maior hidroeletricidade do SIN na bacia. O ano de 2007 apresentou também a maior pegada hídrica líquida, justificada pela baixa geração na bacia. Nos anos de 2009 e 2010, por causa das menores evaporações líquidas, as pegadas hídricas líquidas da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Paranapanema foram as menores do período em estudo.

Figura 51 – Evaporação, evaporação líquida, geração e pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Paranapanema.



Fonte: Do autor (2018).

As pegadas hídricas bruta e líquida da geração hidrelétrica no SIN na bacia do rio Paranapanema, medianas do período de 2002 a 2016, foram iguais a 56 e 26 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>, respectivamente. Portanto a PH Líquida foi equivalente a 46% da PH Bruta, semelhante ao observado para as bacias dos rios Paranaíba e Grande e indicadas em outros estudos desta natureza (BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; COELHO et al., 2017; FERREIRA; FIRMO, 2015; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; SCHERER; PFISTER, 2016).

A geração hidrelétrica na bacia do rio Paranapanema, no período em estudo, foi relativamente baixa, a segunda menor entre as bacias da Região Hidrográfica do Paraná, em virtude da menor potência instalada na bacia. Por outro lado, os reservatórios dos aproveitamentos hidrelétricos do SIN na bacia do rio Paranapanema apresentaram menores volumes de evaporação. Diante disso, a pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN, na bacia do rio Paranapanema, apresentou-se um pouco acima da média da pegada hídrica das demais bacias da Região Hidrográfica do Paraná e indicadas para aproveitamentos hidrelétricos no Brasil e no mundo (ARNOY, 2012; BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; FERREIRA; FIRMO, 2015; FISCHMANN, 2016; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; HOGEBOOM; KNOOK; HOEKSTRA, 2018; LIU et al., 2015; MEKONNEN; HOEKSTRA, 2012; SCHERER; PFISTER, 2016).

### **3.5 Bacia hidrográfica do rio Iguaçu**

#### ***3.5.1 Evaporação, evapotranspiração da área inundada e evaporação líquida dos reservatórios do SIN na bacia do rio Iguaçu***

A Tabela 27 apresenta as médias anuais do período de 2002 a 2016 de evaporação, evapotranspiração real e evaporação líquida dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Iguaçu.



Tabela 27 - Evaporação, evapotranspiração real e evaporação líquida dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizados na bacia hidrográfica do rio Iguaçu.

N	Nome	Evaporação (mm.ano <sup>-1</sup> )	Evapotranspiração Real (mm.ano <sup>-1</sup> )	Evaporação Líquida (mm.ano <sup>-1</sup> )
56	UHE Foz do Areia	1.132	968	165
57	UHE Segredo	1.130	963	168
58	UHE Santa Clara PR	1.138	1.033	105
59	UHE Fundão	1.129	1.040	89
60	Reservatório Jordão	1.132	963	169
61	UHE Salto Santiago	1.334	868	465
62	UHE Salto Osório	1.329	946	383
63	UHE Salto Caxias	1.325	942	383

Notas: Valores médios do período de 2002 a 2016.

**Fonte:** Do autor (2018).

A evaporação média dos reservatórios foi estimada em  $1.206 \text{ mm.ano}^{-1}$ , variando de  $1.129 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Fundão) a  $1.334 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Salto Santiago). A média da evaporação líquida foi de  $241 \text{ mm.ano}^{-1}$ , com mínimo de  $89 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Fundão) e máximo de  $465 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Salto Santiago).

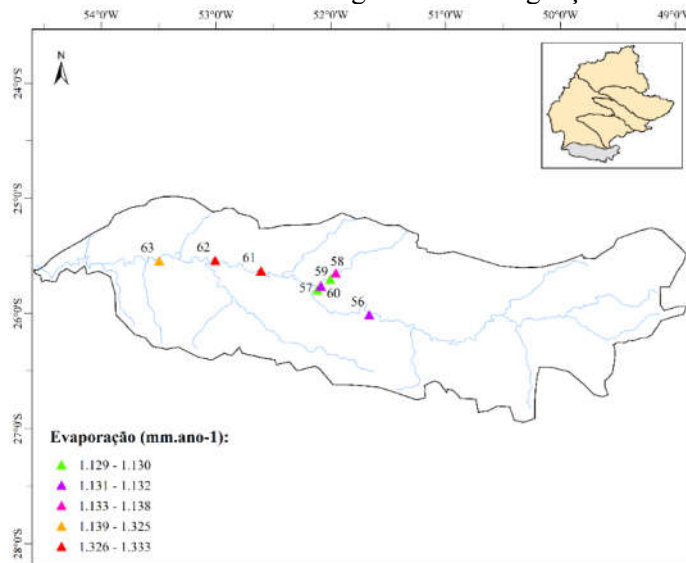
As Figuras 52 e 53 ilustram, respectivamente, a distribuição espacial da evaporação e evaporação líquida dos reservatórios do SIN na bacia do rio Iguaçu, sendo o número indicado correspondente ao identificador adotado para cada aproveitamento em estudo. Observa-se uma leve tendência do aumento da evaporação (e evaporação líquida), no sentido de montante para jusante da bacia, com maiores valores nos reservatórios localizados no baixo curso do rio Iguaçu.

### ***3.5.2 Pegada hídrica das usinas do SIN na bacia do rio Iguaçu***

A Tabela 28 apresenta as pegadas hídricas bruta e líquida dos aproveitamentos do SIN, localizados na bacia do rio Iguaçu, medianas do período de 2002 a 2016. A Figura 54 apresenta estas estimativas em ordem decrescente, destacando as usinas com maior e menor pegada hídrica. Ressalta-se que o reservatório Jordão não possui unidades geradoras de energia, portanto não foi calculada individualmente sua pegada hídrica. As perdas por evaporação deste reservatório entraram na estimativa da pegada hídrica da bacia do rio Iguaçu.

As pegadas hídricas líquidas das usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Iguaçu foram, em média, equivalentes a apenas 17% das respectivas pegadas hídricas brutas, justificadas pelas baixas evaporações líquidas (evapotranspiração real da área inundada próxima da evaporação do reservatório).

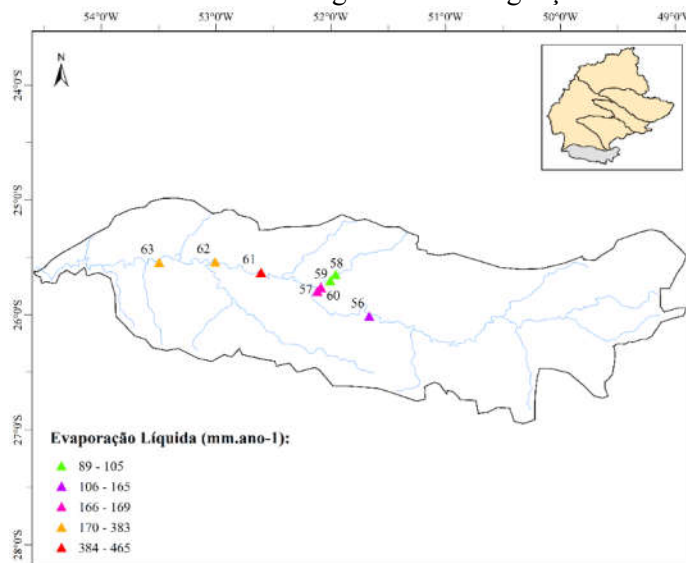
Figura 52 - Evaporação dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Iguçu.



Notas: Valores médios anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 53 – Evaporação líquida dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Iguçu.



Notas: Valores médios anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

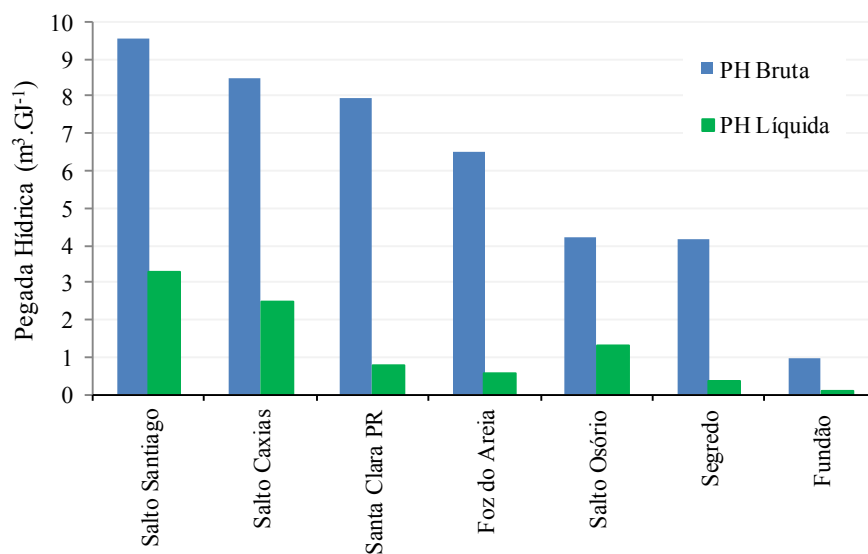
Tabela 28 – Pegada hídrica bruta e líquida característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Iguaçu.

N	Nome	PH Bruta (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	PH Líquida (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Diferença (%)
56	UHE Foz do Areia	7	0,6	91%
57	UHE Segredo	4	0,4	91%
58	UHE Santa Clara PR	8	0,8	90%
59	UHE Fundão	1	0,1	89%
60	Reservatório Jordão			
61	UHE Salto Santiago	10	3	65%
62	UHE Salto Osório	4	1	69%
63	UHE Salto Caxias	8	2	71%

Notas: Valores medianos do período de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 54 – Pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Iguaçu.



Fonte: Do autor (2018).

A bacia do rio Iguaçu destaca-se pela existência de aproveitamentos hidrelétricos com quedas brutas significativas (desnível do N.A do reservatório à casa de máquinas), conseqüentemente, potência instalada elevada e reservatórios relativamente pequenos, resultando em pegadas hídricas bem abaixo da média das demais usinas do SIN na Região Hidrográfica do Paraná, condizente com o observado por Bueno e Mello (2015) e Fischmann (2016).

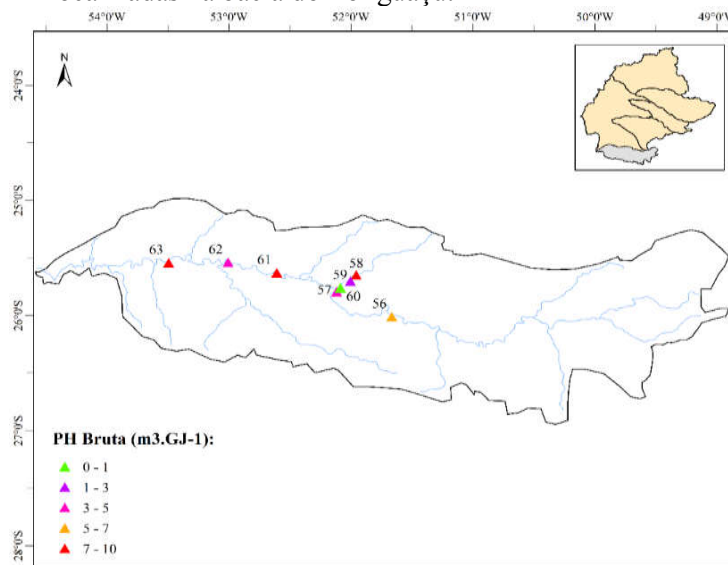
As maiores pegadas hídricas foram observadas para os aproveitamentos hidrelétricos que apresentam maior relação área inundada por potência instalada: UHE Salto Santiago, UHE Salto Caxias (Gov. José Richa) e UHE Santa Clara (reservatório de cabeceira). A menor relação ha.MW<sup>-1</sup> e, conseqüentemente, a menor pegada hídrica da bacia do rio Iguaçu foi da UHE Fundão, com área de apenas 2,2 km<sup>2</sup> e capacidade instalada de 120 MW, operando a fio d'água aproveitando a regularização de vazões do rio Jordão pelo reservatório de montante (da UHE Santa Clara PR).

As Figuras 55 e 56 ilustram, respectivamente, a distribuição espacial das pegadas hídricas bruta e líquida das usinas do SIN na bacia do rio Iguaçu, onde se pode observar uniformidade, sem tendências de menores ou maiores estimativas conforme a região da bacia.

As Tabelas 29 e 30 apresentam os menores e maiores valores obtidos, no período de 2002 a 2016, das pegadas hídricas (bruta e líquida) das usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Iguaçu, bem como os valores medianos e os respectivos coeficientes de variação. As Figuras 57 e 58 ilustram a amplitude e dispersão dos resultados para cada aproveitamento em estudo.

Observa-se uma ampla gama de valores anuais de pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN, na bacia hidrográfica do rio Iguaçu, com PH Bruta variando de 0,9 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (para a UHE Fundão) até 14 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (UHE Santo Santiago) e PH Líquida entre 0,01 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (também para UHE Fundão) e 6 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (correspondente à UHE Salto Santiago).

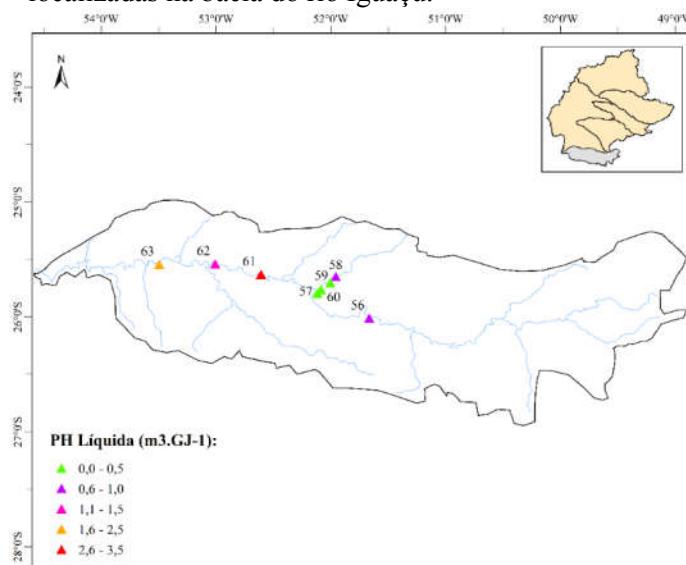
Figura 55 – Pegada hídrica bruta característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Iguçu.



Notas: Valores medianos anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 56 – Pegada hídrica líquida característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia do rio Iguçu.



Notas: Valores medianos anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Tabela 29 – Pegada hídrica bruta das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Iguazu.

N	Nome	Mínima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Mediana (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Máxima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Coefficiente de Variação (%)
56	UHE Foz do Areia	5	7	11	27%
57	UHE Segredo	3	4	7	26%
58	UHE Santa Clara PR	7	8	14	26%
59	UHE Fundão	0,9	1,0	1,4	17%
60	Reservatório Jordão				
61	UHE Salto Santiago	8	10	14	16%
62	UHE Salto Osório	3	4	7	27%
63	UHE Salto Caxias	6	8	15	27%

Fonte: Do autor (2018).

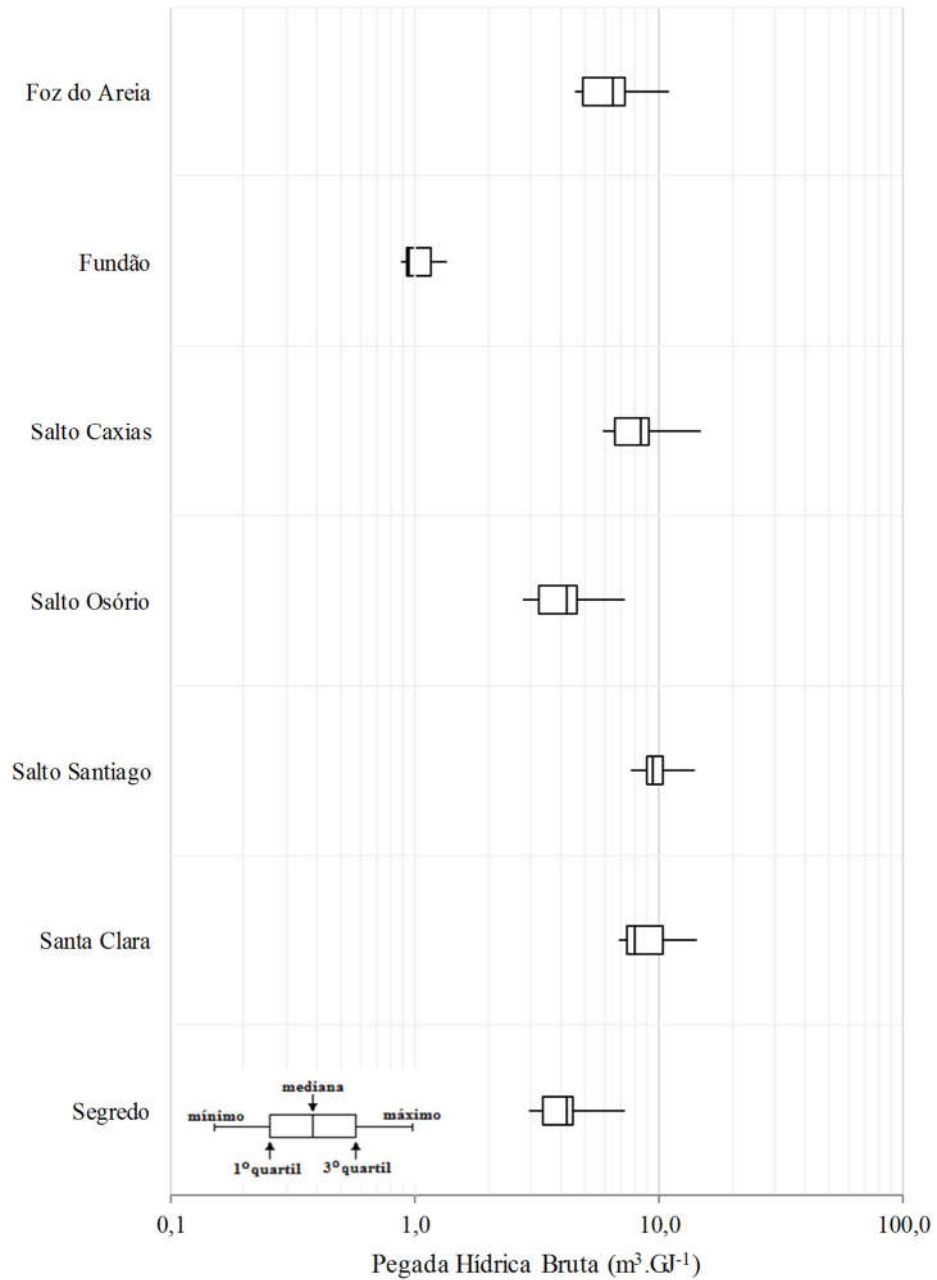
Tabela 30 – Pegada hídrica líquida das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na bacia hidrográfica do rio Iguaçu.

N	Nome	Mínima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Mediana (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Máxima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Coefficiente de Variação (%)
56	UHE Foz do Areia	0,1	0,6	3	94%
57	UHE Segredo	0,05	0,4	1,7	90%
58	UHE Santa Clara PR	0,1	0,8	3	102%
59	UHE Fundação	0,01	0,1	0,2	62%
60	Reservatório Jordão				
61	UHE Salto Santiago	2	3	6	31%
62	UHE Salto Osório	0,3	1,3	2,3	42%
63	UHE Salto Caxias	0,6	2	5	43%

Fonte: Do autor (2018).

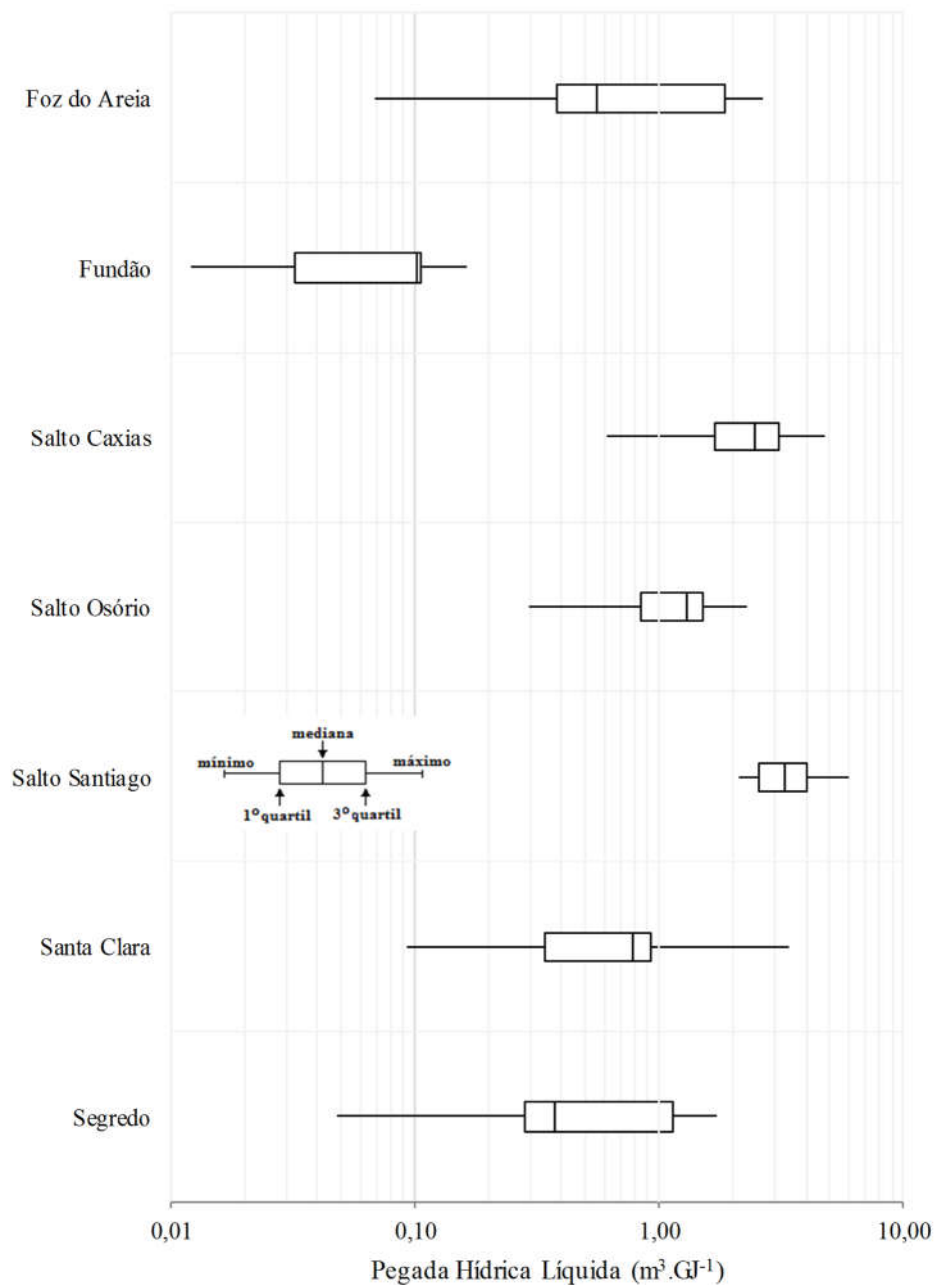


Figura 57 – Distribuição dos valores de pegada hídrica bruta estimada para as usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Iguaçu.



Fonte: Do autor (2018).

Figura 58 – Distribuição dos valores de pegada hídrica líquida estimada para as usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Iguaçu.



Fonte: Do autor (2018).

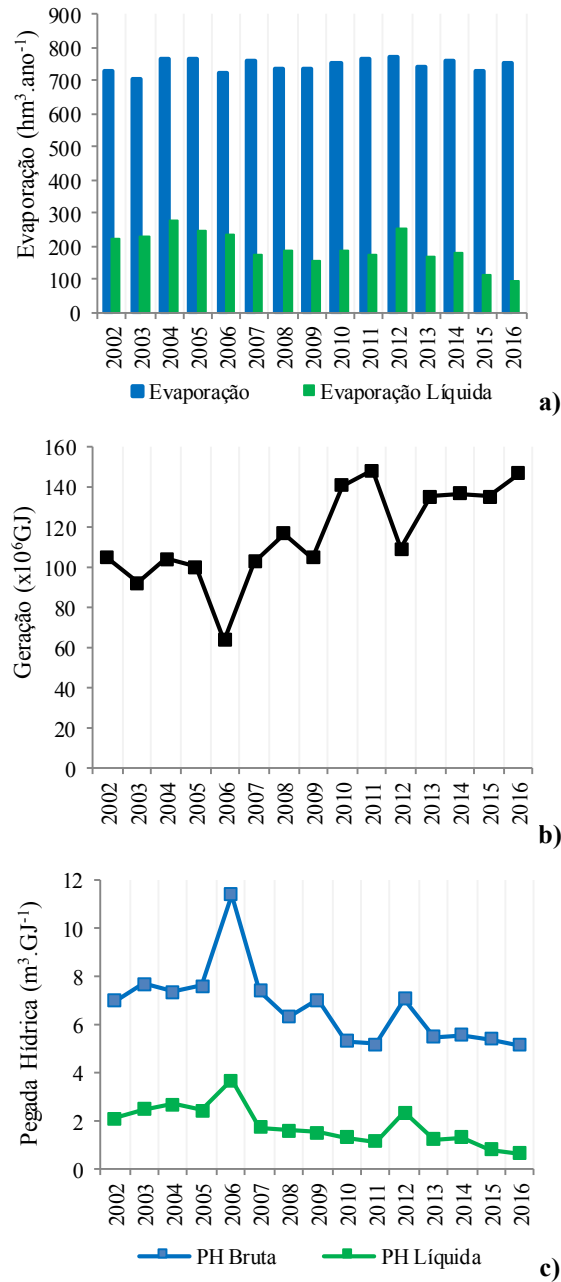
Em geral, individualmente, as pegadas hídricas brutas das usinas hidrelétricas do SIN na bacia do rio Iguaçu apresentaram menor variabilidade no período em estudo. Por outro lado, as pegadas hídricas líquidas anuais da maioria das usinas na bacia apresentaram alta dispersão (diferença do 3º para o 1º quartil) e amplitude (diferença entre a maior e menor estimativa) no período de 2002 a 2016, conforme ilustrado na Figura 58. Este resultado é reflexo das variações interanuais nas estimativas da evaporação líquida dos reservatórios e, principalmente, nas oscilações observadas na geração de energia pelas usinas hidrelétricas. Os valores mínimos de pegadas hídricas correspondem aos anos de maior produção de energia (2010, 2011, 2014 a 2016), enquanto as maiores estimativas de pegadas hídricas estão associadas aos anos de menor geração hidrelétrica (2006, 2009 e 2012).

### ***3.5.3 Pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Iguaçu***

Além da quantificação individual de cada aproveitamento, foi caracterizada, também, a pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia hidrográfica do rio Iguaçu. A Figura 59 ilustra, ao longo do período em estudo, os acumulados anuais de evaporação e evaporação líquida dos reservatórios (a), a produção total de energia pelas usinas hidrelétricas do SIN, localizadas na bacia do rio Iguaçu (b), bem como as estimativas de pegada hídrica bruta e líquida nesta bacia (c). O Anexo G apresenta os valores anuais destas variáveis de 2002 a 2016.

O volume total de água perdido por evaporação pelos reservatórios do SIN na bacia do rio Iguaçu apresentou uma variabilidade, ao longo dos anos, bem menor do que a variação observada na produção de energia elétrica, influenciando menos na pegada hídrica da geração hidrelétrica na bacia.

Figura 59 – Evaporação, evaporação líquida, geração e pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia hidrográfica do rio Iguaçu.



Fonte: Do autor (2018).

A Figura 59(b) indica um crescimento na produção de energia hidrelétrica na bacia do rio Iguaçu no período de 2002 a 2012. Ressalta-se que, nesta bacia, 2 usinas hidrelétricas entraram em operação no período em estudo, UHE Santa Clara (em 2006) e UHE Fundão (em 2007), ambas com capacidade instalada de 120 MW. Nos anos de 2006 e 2012, verificou-se uma redução mais acentuada na geração hidrelétrica, por menores chuvas observadas na bacia. Nota-se que a geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Iguaçu não sofreu o impacto da estiagem severa, observada de 2013 a 2015, como ocorreu nas usinas das bacias da região Sudeste do país (Paranaíba, Grande e Tietê), em razão da queda acentuada dos níveis dos reservatórios do setor elétrico.

Assim, a pegada hídrica na bacia do rio Iguaçu acompanhou mais o comportamento interanual da produção de energia do que da evaporação, semelhante ao observado por Fischmann (2016) em estudos de usinas hidrelétricas desta mesma bacia.

A pegada hídrica (bruta e líquida) da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Iguaçu, conforme ilustrado na Figura 59(c), apresentou uma redução no período de 2002 a 2016. Os valores mínimos corresponderam aos anos de maior produção de energia na bacia (2010, 2011, 2013 a 2016), enquanto as maiores estimativas de pegadas hídricas estão associadas aos anos de quedas observadas na geração hidrelétrica (2006 e 2012).

As pegadas hídricas bruta e líquida da geração hidrelétrica no SIN na bacia do rio Iguaçu, características do período em estudo (medianas das estimativas anuais de 2002 a 2016), foram estimadas em 7 e 1,6  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , respectivamente. Portanto a PH Líquida foi equivalente a apenas 23% da PH Bruta, por causa das baixas evaporações líquidas estimadas para os reservatórios da bacia, decorrentes de taxas mais intensas de evapotranspiração real das áreas inundadas.

Na bacia do rio Iguaçu, encontram-se instaladas usinas com alta capacidade instalada para geração de energia e reservatórios relativamente pequenos, em virtude da condição topográfica favorável à hidroeletricidade, com aproveitamentos hidrelétricos com elevada altura de queda, que proporcionam uma baixa relação área inundada por potência instalada ( $\text{ha.MW}^{-1}$ ). Além disso, o tipo de clima ameno da bacia contribui para menores taxas anuais de evaporação. Estes fatores, em conjunto, resultam em uma baixa pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN, na bacia do rio Iguaçu, apresentando-se abaixo dos resultados obtidos para as demais bacias da Região Hidrográfica do Paraná, bem como das estimativas citadas em estudos de aproveitamentos hidrelétricos no Brasil e em outras regiões do mundo (ARNOY, 2012; BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; FERREIRA; FIRMO, 2015; FISCHMANN, 2016; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; HOGEBOOM; KNOOK; HOEKSTRA, 2018; LIU et al., 2015; MEKONNEN; HOEKSTRA, 2012; SCHERER; PFISTER, 2016).

### **3.6 Usinas hidrelétricas do SIN na calha do rio Paraná**

#### ***3.6.1 Evaporação, evapotranspiração da área inundada e evaporação líquida dos reservatórios do SIN na calha do rio Paraná***

A Tabela 31 resume os resultados obtidos pelos módulos CRLE (evaporação) e CRAE (evapotranspiração real) do Programa WREVAP (MCMAHON et al., 2013c), bem como a evaporação líquida obtida pela diferença entre estas variáveis, relativos aos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizados na calha do rio Paraná. Os valores correspondem às médias anuais do período de 2002 a 2016.

Tabela 31 - Evaporação, evapotranspiração real e evaporação líquida dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizados na calha do rio Paraná.

N	Nome	Evaporação (mm.ano <sup>-1</sup> )	Evapotranspiração Real (mm.ano <sup>-1</sup> )	Evaporação Líquida (mm.ano <sup>-1</sup> )
64	UHE Ilha Solteira	1.689	833	855
65	UHE Jupia	1.683	828	855
66	UHE Porto Primavera	1.600	903	697
67	UHE Itaipu	1.325	940	385

Notas: Valores médios do período de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

A evaporação média dos reservatórios da calha do rio Paraná foi estimada em  $1.574 \text{ mm.ano}^{-1}$ , variando de  $1.325 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Itaipu) a  $1.689 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Ilha Solteira). De forma semelhante, a média da evaporação líquida foi de  $698 \text{ mm.ano}^{-1}$ , com o mínimo de  $385 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Itaipu) e máximo de  $855 \text{ mm.ano}^{-1}$  (UHE Ilha Solteira).

As Figuras 60 e 61 ilustram, respectivamente, a distribuição espacial da evaporação e evaporação líquida dos reservatórios do SIN, localizados na calha do rio Paraná, sendo o número indicado correspondente ao identificador adotado para cada aproveitamento do SIN em estudo. Apesar da pequena diferença entre reservatórios, notam-se uma tendência de maior evaporação (e evaporação líquida), no alto trecho do rio Paraná (usinas de Ilha Solteira, Jupia e Porto Primavera) e menores taxas no seu baixo curso (UHE Itaipu), em virtude da diferença de clima existente, ao longo do percurso do rio Paraná ( $A_w$  para  $C_f$ ), corroborando com o observado por Fischmann (2016).

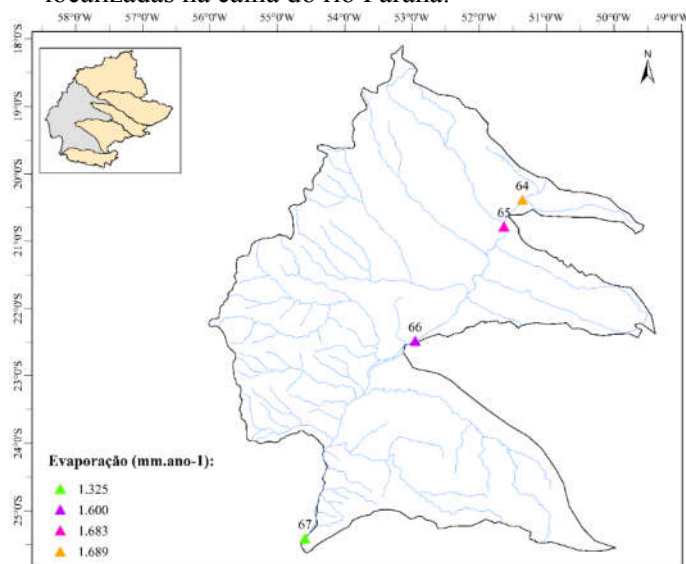
### ***3.6.2 Pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN na calha do rio Paraná***

A Tabela 32 apresenta as pegadas hídricas bruta e líquida das usinas hidrelétricas do SIN localizada na calha do rio Paraná, características (medianas) do período de 2002 a 2016. A Figura 62 apresenta estas estimativas em ordem decrescente, destacando as usinas com maior e menor pegada hídrica.

As pegadas hídricas líquidas das usinas hidrelétricas, localizadas na calha do rio Paraná foram, em média, equivalentes a 48% das respectivas pegadas hídricas brutas, condizente com diferenças encontradas para as usinas do SIN nas demais bacias da Região Hidrográfica do Paraná e para outros aproveitamentos hidrelétricos no Brasil e no mundo (BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; COELHO et al., 2017; FERREIRA; FIRMO, 2015; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; SCHERER; PFISTER, 2016).



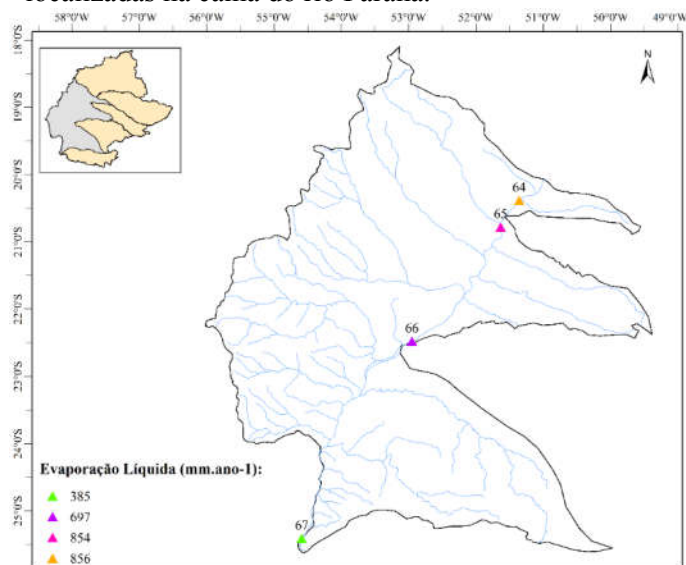
Figura 60 - Evaporação dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na calha do rio Paraná.



Notas: Valores médios anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 61 – Evaporação líquida dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na calha do rio Paraná.



Notas: Valores médios anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

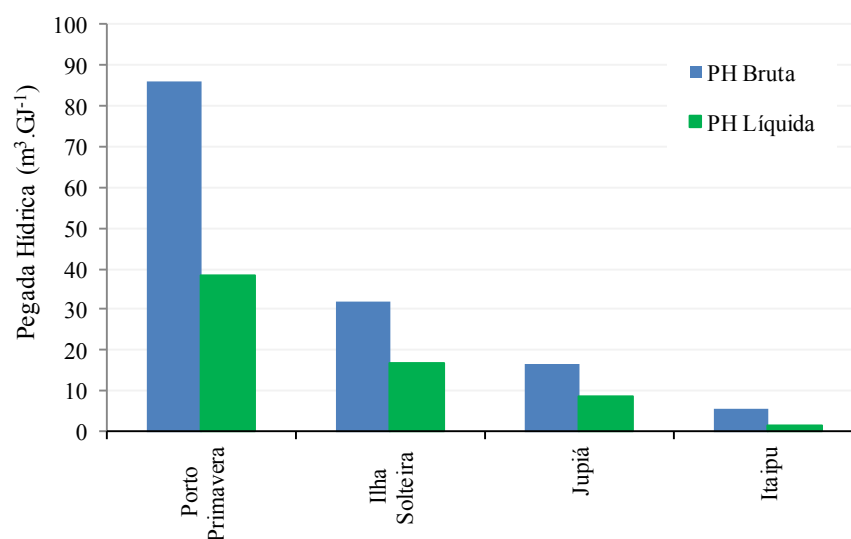
Tabela 32 – Pegada hídrica bruta e líquida característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na calha do rio Paraná.

N	Nome	PH Bruta (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	PH Líquida (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Diferença (%)
64	UHE Ilha Solteira	32	17	48%
65	UHE Jupιά	17	9	48%
66	UHE Porto Primavera	86	38	56%
67	UHE Itaipu	5	2	70%

Notas: Valores medianos do período de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 62 – Pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na calha do rio Paraná.



Fonte: Do autor (2018).

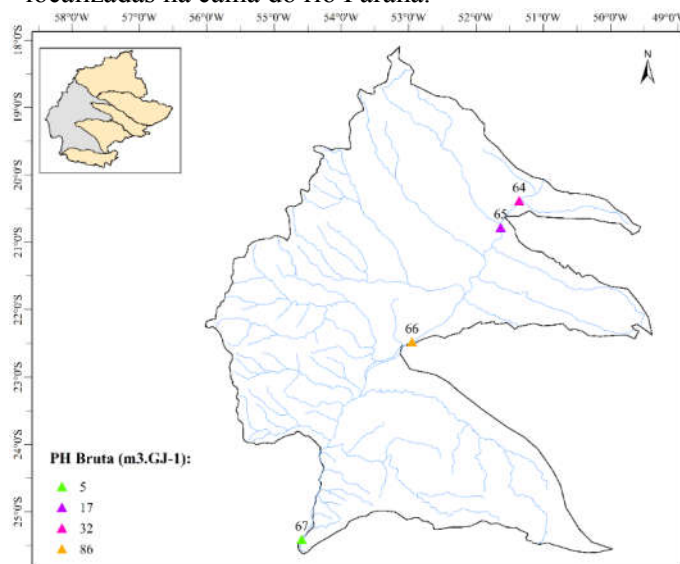
A UHE Porto Primavera, apesar da elevada potência instalada (1.540 MW) e de ser considerada no SIN como uma usina a fio d'água, tem um reservatório muito grande (1.944 km<sup>2</sup>), resultando em uma relação área inundada por potência instalada elevada e, conseqüentemente, uma pegada hídrica bem superior às demais usinas hidrelétricas instaladas na calha do rio Paraná. A UHE Ilha Solteira, apesar de ser o único reservatório de regularização do SIN na calha

do rio Paraná, com um espelho d'água significativo (1.117 km<sup>2</sup>), apresentou uma pegada hídrica menor, justificada por sua elevada capacidade instalada (3.444 MW). A UHE Jupiá corresponde a um aproveitamento a fio d'água localizado a jusante do reservatório de regularização de Ilha Solteira, conseqüentemente, a sua relação área inundada por potência instalada é baixa, assim como sua pegada hídrica. A menor relação ha.MW<sup>-1</sup> e menor pegada hídrica dos aproveitamentos hidrelétricos na calha do rio Paraná é da usina de Itaipu, por sua significativa capacidade instalada e geração de energia. As Figuras 63 e 64 ilustram, respectivamente, a distribuição espacial das pegadas hídricas bruta e líquida das usinas do SIN na calha do rio Paraná.

As Tabelas 33 e 34 apresentam os menores e maiores valores obtidos, no período de 2002 a 2016, das pegadas hídricas (bruta e líquida) das usinas hidrelétricas do SIN na calha do rio Paraná, bem como os valores medianos e os respectivos coeficientes de variação. As Figuras 65 e 66 ilustram a amplitude e dispersão dos resultados para cada aproveitamento em estudo. Observa-se uma ampla variação de pegada hídrica entre as usinas do SIN, localizadas na calha do rio Paraná, com PH Bruta variando de 4 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (para a UHE Itaipu) até 110 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (UHE Porto Primavera) e PH Líquida entre 0,5 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (também para usina de Itaipu) e 50 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup> (correspondente à UHE Porto Primavera).

Por outro lado, avaliando os resultados individualmente por usina, observa-se pequena amplitude e dispersão dos valores anuais de pegada hídrica estimados no período de 2002 a 2016, conforme ilustrado nas Figuras 65 e 66, com coeficiente de variação da ordem de 11% para PH Bruta e 18% para PH Líquida. Os valores máximos de pegadas hídricas (bruta e líquida) das usinas do SIN na calha do rio Paraná estão associados aos anos de menor geração hidrelétrica (2002, 2014 e 2015), enquanto os menores valores correspondem aos anos de maior produção de energia (2006, 2007, 2012 e, especificamente, na usina de Itaipu, 2016).

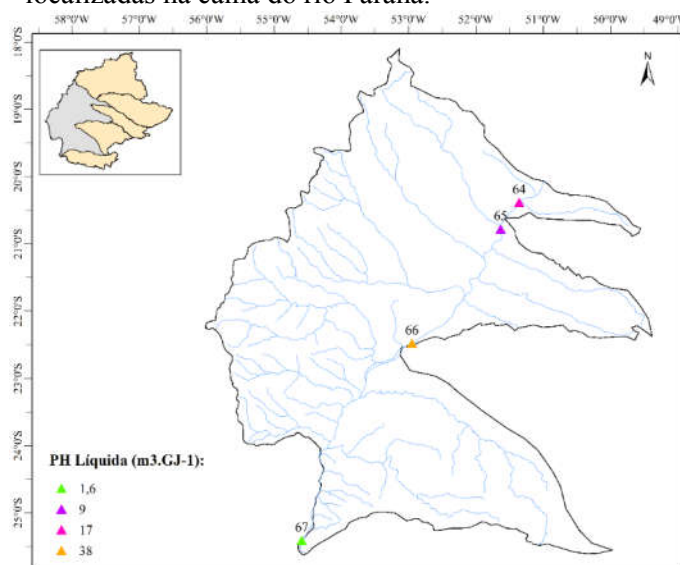
Figura 63 – Pegada hídrica bruta característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na calha do rio Paraná.



Notas: Valores medianos anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Figura 64 – Pegada hídrica líquida característica das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na calha do rio Paraná.



Notas: Valores medianos anuais de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

Tabela 33 – Pegada hídrica bruta das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na calha do rio Paraná.

N	Nome	Mínima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Mediana (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Máxima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Coefficiente de Variação (%)
64	UHE Ilha Solteira	28	32	44	13%
65	UHE Jupia	15	17	23	13%
66	UHE Porto Primavera	81	86	110	10%
67	UHE Itaipu	4	5	6	7%

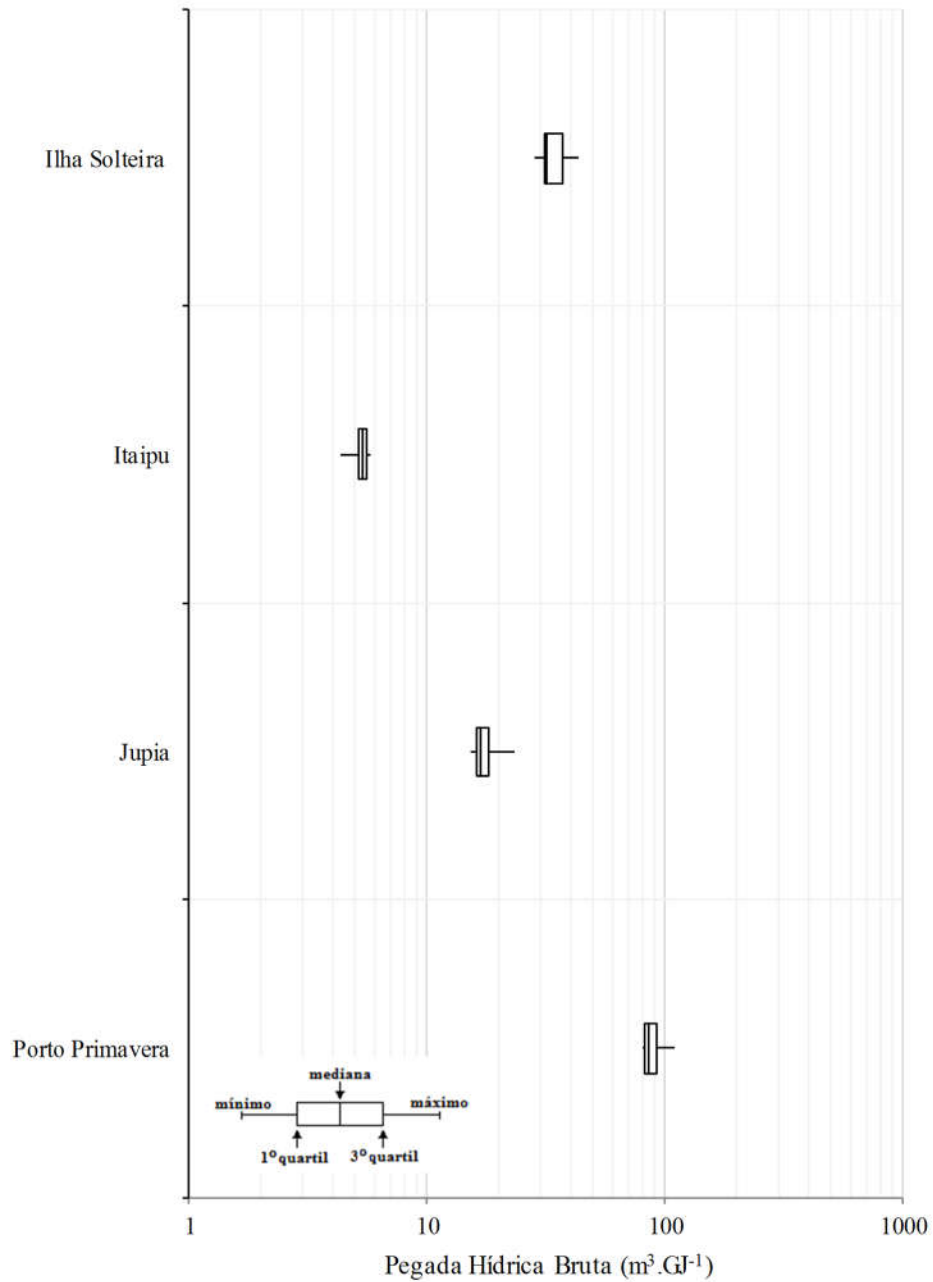
Fonte: Do autor (2018).

Tabela 34 – Pegada hídrica líquida das usinas hidrelétricas do SIN localizadas na calha do rio Paraná.

N	Nome	Mínima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Mediana (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Máxima (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Coefficiente de Variação (%)
64	UHE Ilha Solteira	14	17	21	14%
65	UHE Jupia	7	9	11	14%
66	UHE Porto Primavera	32	38	50	14%
67	UHE Itaipu	0,5	1,6	2,1	28%

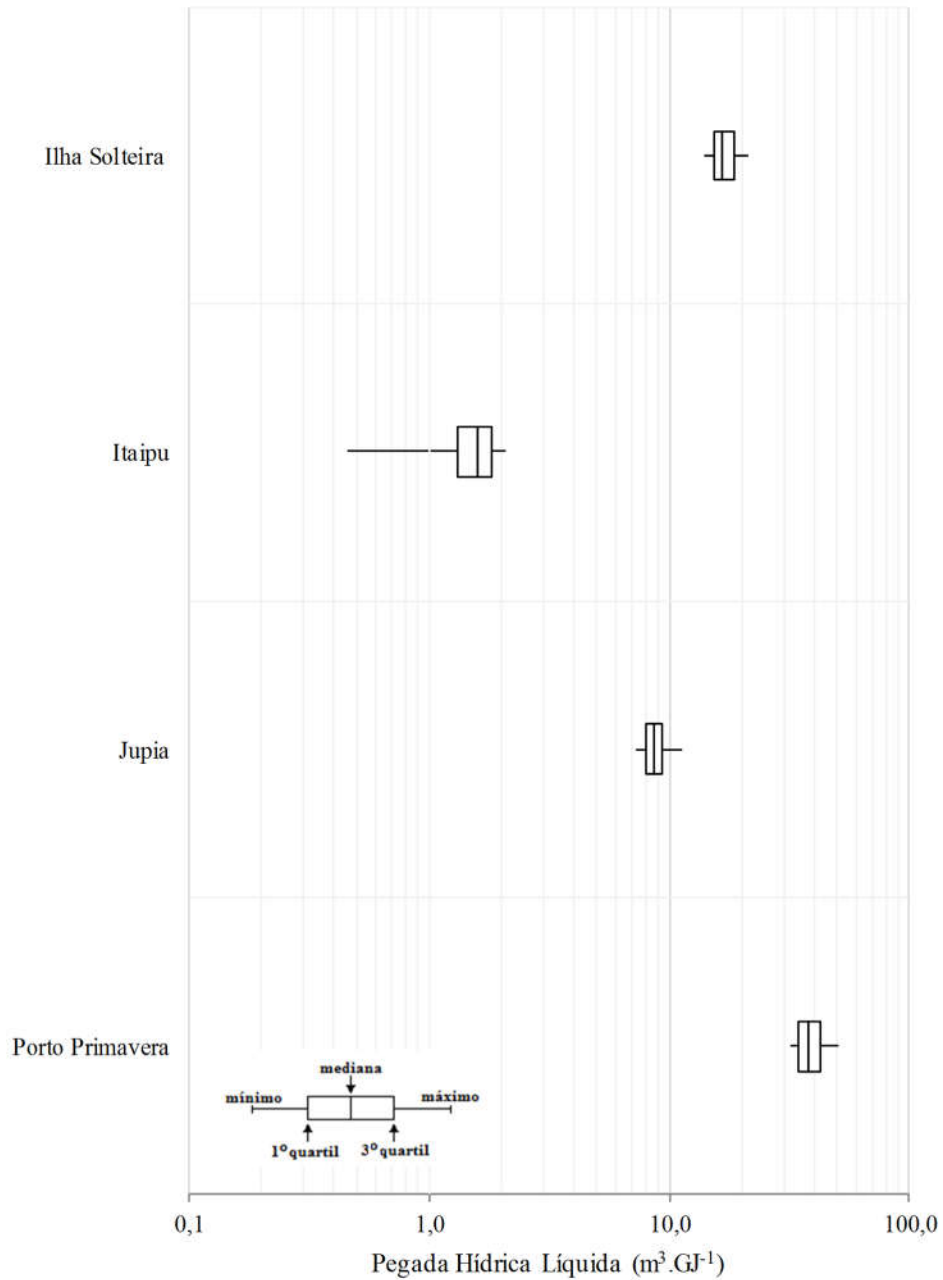
Fonte: Do autor (2018).

Figura 65 – Distribuição dos valores de pegada hídrica bruta estimada para as usinas hidrelétricas do SIN na calha do rio Paraná.



Fonte: Do autor (2018).

Figura 66 – Distribuição dos valores de pegada hídrica líquida estimada para as usinas hidrelétricas do SIN na calha do rio Paraná.



Fonte: Do autor (2018).

### ***3.6.3 Pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na calha do rio Paraná***

A Figura 67 ilustra, ao longo do período em estudo, os acumulados anuais de evaporação e evaporação líquida dos reservatórios (a), a produção total de energia pelas 4 usinas hidrelétricas do SIN localizadas na calha do rio Paraná (b), bem como as estimativas de pegada hídrica bruta e líquida desta cascata de aproveitamentos (c). O Anexo G apresenta os valores anuais destas variáveis de 2002 a 2016.

O volume anual de evaporação (e evaporação líquida) dos reservatórios da calha do rio Paraná apresentou uma variabilidade relativamente pequena, ao longo dos anos, conforme ilustrado na Figura 67(a).

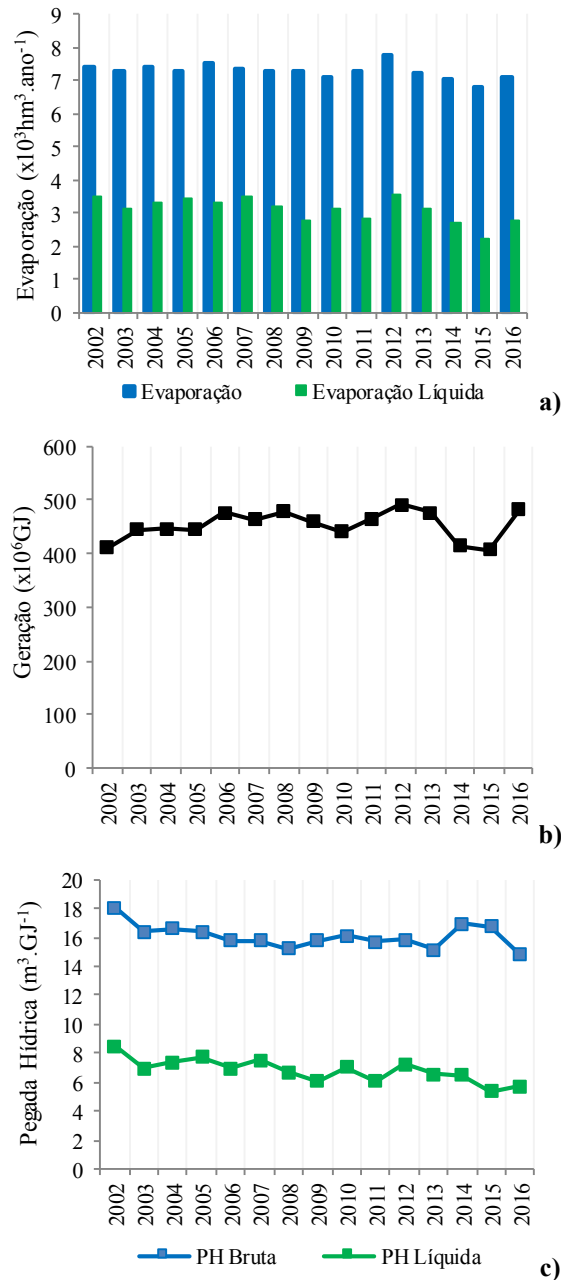
Observa-se, na Figura 67(b), um crescimento na geração hidrelétrica na cascata de usinas do SIN na calha do rio Paraná no período de 2002 a 2012. Nos anos de 2013 a 2015, verificou-se uma queda na geração de energia pela escassez de chuvas, observada nas bacias de cabeceira (Paranaíba e Grande), o que provocou uma redução das vazões afluentes aos aproveitamentos de jusante localizados na calha do rio Paraná. O ano de 2016 sinaliza para uma retomada no crescimento da geração hidrelétrica do SIN na calha do rio Paraná.

Ao longo do período em estudo, a pegada hídrica bruta e líquida da geração hidrelétrica do SIN na calha do rio Paraná apresentou coeficientes de variação iguais a 5 e 12%, respectivamente, com a variabilidade atribuída, principalmente, às oscilações observadas na produção de energia hidrelétrica.

As pegadas hídricas bruta e líquida da geração hidrelétrica do SIN na calha do rio Paraná, influenciadas pelo perfil da produção de energia, apresentaram uma redução no período em estudo, conforme ilustrado na Figura 67(c), com picos na PH Bruta em 2014 e 2015, por queda na geração de energia.



Figura 67 – Evaporação, evaporação líquida, geração e pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na calha do rio Paraná.



Fonte: Do autor (2018).

As pegadas hídricas bruta e líquida da geração hidrelétrica no SIN na calha do rio Paraná, medianas do período de 2002 a 2016, foram estimadas em 16 e 7 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>, respectivamente. Portanto a PH Líquida foi equivalente a 44% da PH Bruta, condizente com as diferenças encontradas para as bacias da Região Hidrográfica do Paraná.

Os aproveitamentos situados na calha do rio Paraná são beneficiados por todos os reservatórios existentes nas bacias formadoras da Região Hidrográfica do Paraná, proporcionando vazões afluentes significativas para geração hidrelétrica. Desta forma, a produção de energia na cascata de usinas do SIN na calha do rio Paraná é bastante elevada, especialmente, na usina de Itaipu, influenciando de forma significativa em uma menor pegada hídrica da geração hidrelétrica. Assim, a pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na calha do rio Paraná apresentou-se abaixo da média da pegada hídrica obtida para as bacias da Região Hidrográfica do Paraná, bem como de outras usinas hidrelétricas no Brasil e no mundo (ARNOY, 2012; BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; FERREIRA; FIRMO, 2015; FISCHMANN, 2016; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; HOGEBOOM; KNOOK; HOEKSTRA, 2018; LIU et al., 2015; MEKONNEN; HOEKSTRA, 2012; SCHERER; PFISTER, 2016).

### **3.7 Pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na Região Hidrográfica do Paraná**

Na Tabela 35 estão apresentados os comparativos entre bacias da Região Hidrográfica do Paraná, dos valores médios anuais do período de 2002 a 2016, dos volumes totais de evaporação e evaporação líquida dos reservatórios do SIN, localizados nas respectivas unidades hidrográficas.

Tabela 35 – Evaporação e evaporação líquida dos reservatórios do SIN, por bacias hidrográficas da Região Hidrográfica do Paraná.

<b>Bacia Hidrográfica</b>	<b>Evaporação (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Evaporação Líquida (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>
Bacia do rio Paranaíba	3.802	1.872
Bacia do rio Grande	4.568	2.248
Bacia do rio Tietê	3.046	1.570
Bacia do rio Paranapanema	2.566	1.178
Bacia do rio Iguaçu	745	193
Cascata de usinas do rio Paraná	7.267	3.122

Notas: Valores médios anuais do período de 2002 a 2016.

**Fonte:** Do autor (2018).

Além do clima favorável a menores taxas de evaporação, os reservatórios da bacia do rio Iguaçu apresentam menores áreas inundadas, em consequência das maiores alturas de queda dos aproveitamentos, resultando em volumes de evaporação menores. Por outro lado, as usinas hidrelétricas localizadas, na calha do rio Paraná, apesar de serem consideradas aproveitamentos a fio d'água, possuem reservatórios com espelhos d'água significativos, por grande dimensão natural deste curso d'água, repercutindo em maiores volumes de evaporação.

Em relação à produção de energia, a cascata de usinas localizadas na calha do rio Paraná apresenta a maior potência instalada e geração média, sobretudo, por causa da usina de Itaipu. A bacia do rio Tietê caracteriza-se como de menor relevância, em termos de potencial e geração hidrelétrica do SIN, na Região Hidrográfica do Paraná.

A partir dos totais de evaporação dos reservatórios e de produção de energia nas usinas hidrelétricas, foram estimadas as pegadas hídricas da geração

hidrelétrica do SIN por bacia da Região Hidrográfica do Paraná, apresentadas na Tabela 36.

Tabela 36 – Pegada hídrica bruta e líquida da geração hidrelétrica do SIN nas bacias integrantes da Região Hidrográfica do Paraná.

<b>Bacia Hidrográfica</b>	<b>PH Bruta (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Líquida (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>	<b>Diferença (%)</b>
Bacia do rio Paranaíba	30	16	48%
Bacia do rio Grande	38	19	50%
Bacia do rio Tietê	120	61	49%
Bacia do rio Paranapanema	56	26	53%
Bacia do rio Iguaçu	7	1,6	77%
Cascata de usinas do rio Paraná	16	7	56%

Notas: Valores medianos do período de 2002 a 2016.

Fonte: Do autor (2018).

As pegadas hídricas líquidas da geração hidrelétrica nas bacias foram, em média, equivalentes a 45% das respectivas pegadas hídricas brutas. Essa diferença é condizente com as diferenças encontradas individualmente para as usinas hidrelétricas do SIN e citadas em estudos de aproveitamentos hidrelétricos no Brasil e em outras regiões do mundo (BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; COELHO et al., 2017; FERREIRA; FIRMO, 2015; GRUBERT, 2016; HERATH et al., 2011; SCHERER; PFISTER, 2016).

As menores estimativas de pegada hídrica foram verificadas para a bacia do rio Iguaçu, caracterizada por uma baixa relação área inundada por potência instalada (ha.MW<sup>-1</sup>). Na calha do rio Iguaçu, por condição topográfica favorável à hidroeletricidade, encontram-se instaladas usinas com grandes alturas de queda, proporcionando alta capacidade instalada e reservatórios, relativamente,

pequenos. Além disto, o tipo de clima ameno da bacia contribui para as menores taxas anuais de evaporação estimadas entre as bacias em estudo.

A cascata de usinas da calha do rio Paraná também apresentou uma menor pegada hídrica, justificada pela elevada geração hidrelétrica, sobretudo, na usina de Itaipu.

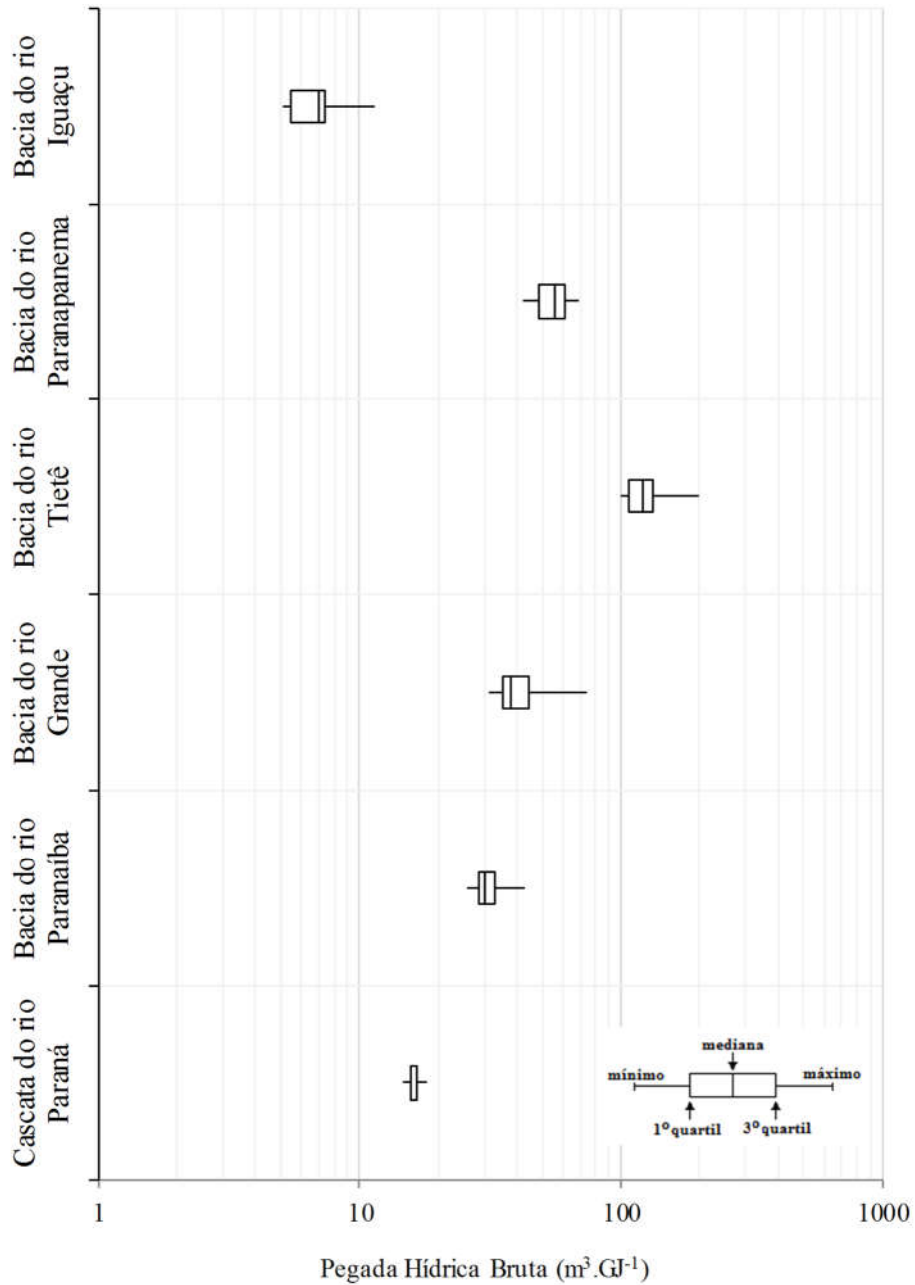
As maiores estimativas de pegada hídrica estão associadas à bacia do rio Tietê que apresenta a maior relação área total inundada pelos reservatórios por potência total instalada. A bacia do rio Tietê apresenta a menor capacidade instalada do SIN para geração hidrelétrica na Região Hidrográfica do Paraná. Além disto, localizam-se, na cabeceira desta bacia, quatro reservatórios de usos múltiplos, sujeitos à evaporação, que pertencem ao SIN, porém não têm usinas de geração de energia elétrica. Além disto, os demais aproveitamentos hidrelétricos na bacia estão sujeitos às restrições operativas para atendimento às necessidades da hidrovía Tietê-Paraná.

Apesar do volume de evaporação mediano, em relação às demais bacias, a pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na bacia do rio Paranapanema situou-se um pouco acima da média das bacias da Região Hidrográfica do Paraná, em decorrência da menor capacidade instalada e produção de energia.

As bacias dos rios Paranaíba e Grande apresentaram pegadas hídricas semelhantes e próximas à média das demais bacias, resultado da combinação da evaporação e geração observadas em suas usinas.

As Figuras 68 e 69 ilustram a amplitude e dispersão de valores (de 2002 a 2016) das pegadas hídricas bruta e líquida da geração hidrelétrica do SIN nas bacias da Região Hidrográfica do Paraná. A menor amplitude e dispersão de valores de pegada hídrica, no período de 2002 a 2016, foi observada para a cascata de usinas da calha do rio Paraná, com coeficiente de variação de 5%. A pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN, na bacia do rio Tietê, apresentou a maior amplitude e dispersão, com coeficiente de variação de 20%.

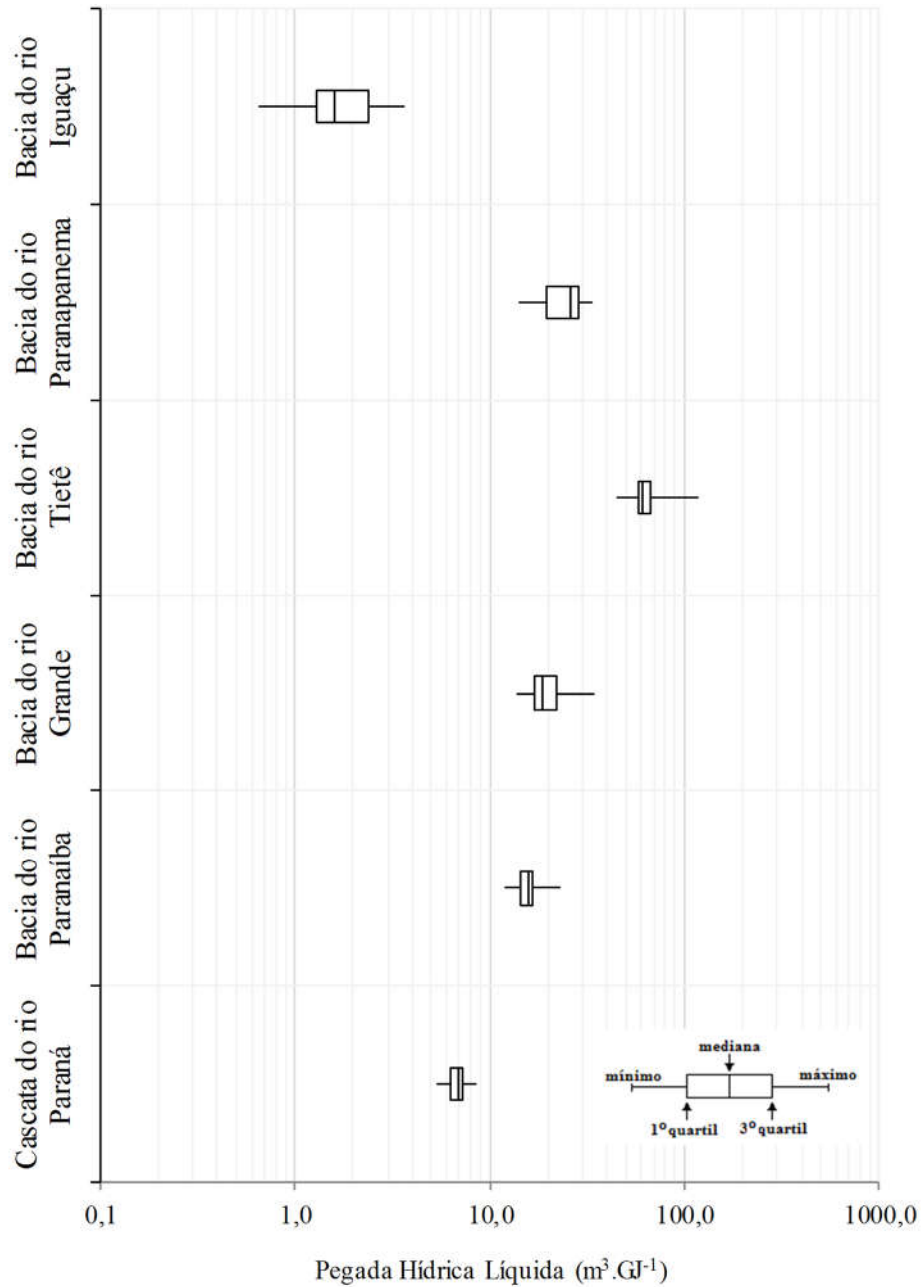
Figura 68 – Distribuição dos valores de pegada hídrica bruta estimadas para geração hidrelétrica nas bacias da Região Hidrográfica do Paraná.



Pegada Hídrica Bruta (m³.GJ⁻¹)

Fonte: Do autor (2018).

Figura 69 – Distribuição dos valores de pegada hídrica líquida estimadas para geração hidrelétrica nas bacias da Região Hidrográfica do Paraná.



Fonte: Do autor (2018).

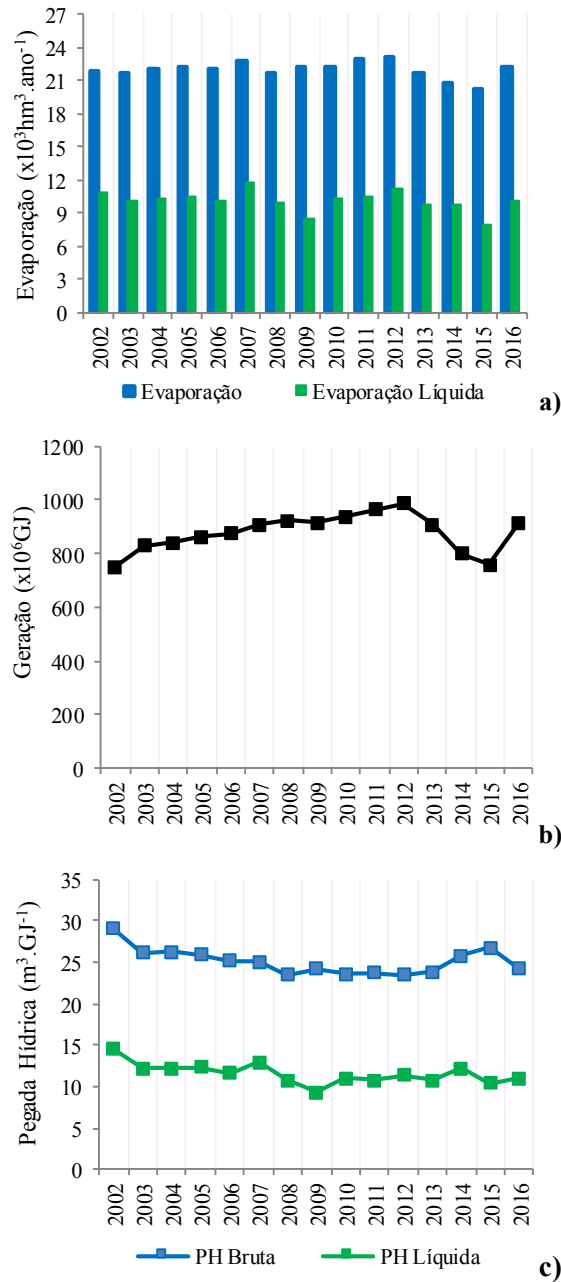
Observa-se uma ampla distribuição dos valores anuais de pegada hídrica para geração hidrelétrica do SIN entre as bacias da Região Hidrográfica do Paraná, com PH Bruta de  $5 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$  e PH Líquida de  $0,6 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$  para a bacia do rio Iguaçu, até PH Bruta de  $198 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$  e PH Líquida de  $119 \text{ m}^3.\text{GJ}^{-1}$  para a bacia do rio Tietê.

Os valores mínimos de pegadas hídricas (bruta e líquida) da geração hidrelétrica do SIN por bacia da Região Hidrográfica do Paraná correspondem aos anos de maior produção de energia (2010, 2011, 2016, variável conforme os totais pluviométricos observados em cada bacia). As maiores estimativas de pegada hídrica estão associadas aos anos de menor geração hidrelétrica (2002, 2013, 2014, 2015, conforme a ocorrência e duração da estiagem observada em cada bacia).

A Figura 70 apresenta, para o período em estudo, os acumulados anuais de evaporação e evaporação líquida dos reservatórios (a), a produção total de energia pelas 62 usinas hidrelétricas do SIN localizadas na Região Hidrográfica do Paraná (b), bem como as estimativas de pegada hídrica bruta e líquida (c). A evaporação anual dos reservatórios do SIN na Região Hidrográfica do Paraná apresentou uniformidade, ao longo do período em estudo (coeficiente de variação de 3%), influenciando menos na variabilidade interanual da pegada hídrica. Nos anos de maior estiagem, especialmente, 2014 e 2015, observaram-se menores volumes de evaporação, uma vez que os níveis dos reservatórios e, conseqüentemente, suas áreas inundadas, reduziram em razão de menores afluências. A Figura 70(b) indica um crescimento na produção de energia hidrelétrica do SIN na Região Hidrográfica do Paraná, no período de 2002 a 2012, justificado pelas novas usinas hidrelétricas que entraram em operação (como as usinas de Capim Branco I e II, Serra do Facão e Mauá) e outras que aumentaram sua capacidade instalada (especialmente, a usina de Itaipu), com a implantação de novas unidades geradoras.



Figura 70 – Evaporação, evaporação líquida, geração e pegada hídrica da hidroeletricidade do SIN na Região Hidrográfica do rio Paraná.



Fonte: Do autor (2018).

Nos anos de 2013 a 2015, verificou-se uma queda na geração de energia pela escassez de chuvas observada, em algumas bacias em estudo (principalmente, na região Sudeste do país) e, conseqüentemente, redução dos níveis de reservatórios importantes para o setor elétrico. O ano de 2016 sinaliza para um retorno da tendência de crescimento da geração hidrelétrica do SIN na Região Hidrográfica do Paraná.

Assim, de acordo com o padrão da geração hidrelétrica, o perfil da pegada hídrica na Região Hidrográfica do Paraná apresentou uma leve tendência de redução, ao longo do período em estudo (2002 a 2016), conforme ilustrado na Figura 70(c), com picos isolados em 2014 e 2015 pelo impacto da estiagem observada nestes anos, o que afetou de forma significativa a produção de energia em várias usinas hidrelétricas do SIN, especialmente, nas bacias dos rios Grande e Paranaíba.

Na escala da Região Hidrográfica do Paraná, a pegada hídrica dos anos de baixa disponibilidade hídrica não foi mais elevada por causa da interligação do sistema elétrico brasileiro e de que, em algumas bacias, o regime de chuvas e os níveis dos reservatórios não foram tão afetados (bacia do rio Iguaçu, calha do rio Paraná, especialmente, em Itaipu), levando a uma maior produção de energia e compensando a condição crítica de geração, em que se encontravam as bacias, localizadas na região Sudeste do país (dos rios Paranaíba, Grande e Tietê).

A pegada hídrica bruta e líquida da hidroeletricidade na Região Hidrográfica do Paraná, obtida pela análise sistêmica das 62 usinas hidrelétricas do SIN localizadas na região, característica (mediana) do período de 2002 a 2016, foi, respectivamente, igual a 25 e 11  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , apresentando-se abaixo da média das estimativas mundiais e de aproveitamentos hidrelétricos no Brasil (BAKKEN et al., 2013; BUENO; MELLO, 2015; FERREIRA; FIRMO, 2015; FISCHMANN, 2016; GRUBERT, 2016; LIU et al., 2015; MEKONNEN; HOEKSTRA, 2012; SCHERER; PFISTER, 2016). A produção de energia, na

Região Hidrográfica do Paraná, é a maior do país e com destaque em nível mundial, sobretudo, pela usina de Itaipu, influenciando de forma significativa na redução da pegada hídrica. No cenário hipotético de inexistência da usina de Itaipu, a pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN na Região Hidrográfica do Paraná ainda estaria abaixo da média mundial e nacional, com estimativas de 37 e 18 m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>, respectivamente, para PH Bruta e PH Líquida.

### **3.8 Comportamento da pegada hídrica da geração hidrelétrica ao longo do período em estudo**

A geração de energia nas usinas hidrelétricas do SIN, individualmente e totalizado por bacias da Região Hidrográfica do Paraná, apresentou maior variabilidade interanual (entre os anos) do que o volume de evaporação dos reservatórios. A produção de energia depende fortemente da disponibilidade hídrica (das vazões afluentes), que, por sua vez, é função das chuvas observadas nas bacias onde estão localizados os aproveitamentos hidrelétricos. O volume de evaporação, apesar de sofrer influência das vazões afluentes (que afeta na variação da área do espelho d'água), depende, principalmente, das taxas de evaporação (condições climáticas), que apresentaram menor variabilidade, no período de 2002 a 2016, mesmo para aqueles anos mais secos e mais quentes.

Os anos de escassez hídrica influenciam de forma oposta na pegada hídrica das usinas hidrelétricas. A diminuição das vazões afluentes provoca a redução da área do reservatório e, conseqüentemente, menor volume de evaporação, levando a uma menor pegada hídrica. No entanto a redução dos níveis dos reservatórios, decorrente de menores afluências, implica queda na geração de energia, causando aumento significativo da pegada hídrica.

Assim, a pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN, também, apresentou variabilidade interanual, atribuída, principalmente, às flutuações na

geração de energia ao longo do período em estudo. Observaram-se coincidências entre os valores máximos de pegadas hídricas e os anos nos quais houve reduções significativas na produção de energia, enquanto as menores pegadas hídricas estão associadas aos anos de maior geração de energia, condizente com o identificado por Bueno e Mello (2015) e Fischmann (2016) para aproveitamentos hidrelétricos da Região Hidrográfica do Paraná.

Da mesma forma que nas estimativas individuais realizadas para cada usina, os valores máximos obtidos de pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN por bacias e, de forma integrada, na Região Hidrográfica do Paraná, estão associados à estiagem severa observada nos anos de 2002, 2013 a 2015. A escassez de chuvas e, conseqüentemente, as baixas vazões afluentes e os baixos volumes dos reservatórios do setor elétrico afetaram de forma significativa a produção de energia elétrica.

### **3.9 Fatores que influenciam na pegada hídrica de usinas hidrelétricas**

A análise da pegada hídrica de aproveitamentos hidrelétricos deve ser feita, considerando a influência conjunta sobre este indicador do volume de água evaporado do reservatório e da produção de energia pela respectiva usina hidrelétrica. A evaporação correlaciona-se de forma direta com a pegada hídrica, ou seja, quanto mais intenso esse processo maior a pegada hídrica, com a geração afetando de forma inversa. Em geral, a pegada hídrica de uma usina hidrelétrica depende mais da geração de energia do que da evaporação, uma vez que esta apresenta uma variabilidade temporal menor do que a primeira.

A Tabela 37 apresenta os coeficientes de correlação ( $r$  de Pearson) entre as pegadas hídricas (medianas de 2002 a 2016) das 62 usinas hidrelétricas do SIN estudadas e diferentes características (topográficas, construtivas, operacionais) dos respectivos aproveitamentos. Estatisticamente, a maioria das

variáveis analisadas não apresentaram correlação com a pegada hídrica, conforme teste t de Student em um nível de significância de 5% (NAGHETTINI; PINTO, 2007). Para PH Bruta, a correlação foi observada apenas com a razão área inundada por potência instalada, enquanto, para PH Líquida, verificou-se também uma fraca correlação com a precipitação e a latitude da região onde está localizada a usina hidrelétrica.

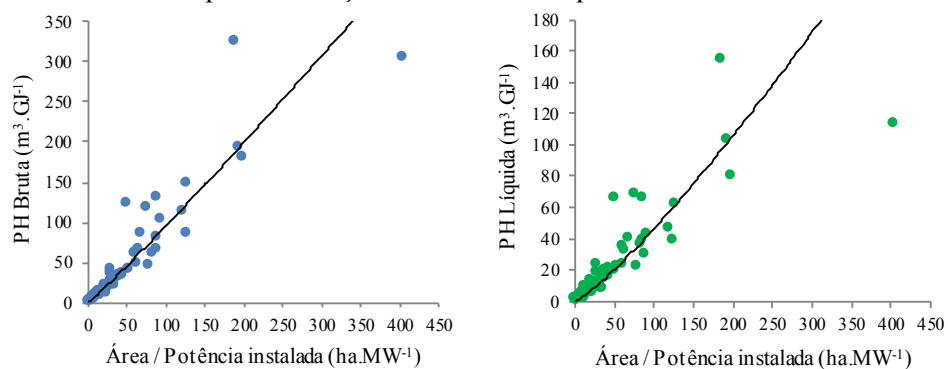
Tabela 37 – Correlação da pegada hídrica das hidrelétricas do SIN na Região Hidrográfica do Paraná com diferentes variáveis explicativas.

<b>Pegada Hídrica</b>	<b>Variável</b>	<b>Coefficiente de correlação r</b>
PH Bruta (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Evaporação (hm <sup>3</sup> .ano <sup>-1</sup> )	0,21
	Área inundada (km <sup>2</sup> )	0,22
	Profundidade média (m)	-0,10
	Precipitação (mm.ano <sup>-1</sup> )	-0,25
	Latitude (graus decimais)	0,21
	Queda bruta (m)	-0,20
	Potência instalada (MW)	-0,14
	Geração de energia (MWmédio)	-0,13
	Área inundada / Potência instalada (ha.MW <sup>-1</sup> )	0,92
PH Líquida (m <sup>3</sup> .GJ <sup>-1</sup> )	Evaporação líquida (hm <sup>3</sup> .ano <sup>-1</sup> )	0,24
	Área inundada (km <sup>2</sup> )	0,22
	Profundidade média (m)	-0,10
	Precipitação (mm.ano <sup>-1</sup> )	-0,31
	Latitude (graus decimais)	0,25
	Queda bruta (m)	-0,21
	Potência instalada (MW)	-0,14
	Geração de energia (MWmédio)	-0,14
Área inundada / Potência instalada (ha.MW <sup>-1</sup> )	0,86	

Fonte: Do autor (2018).

Para as usinas hidrelétricas do SIN na Região Hidrográfica do Paraná, a relação da área inundada pela potência instalada do aproveitamento ( $\text{ha.MW}^{-1}$ ) apresentou uma forte correlação com a pegada hídrica, conforme ilustrado na Figura 71. Este resultado é condizente com os obtidos, em vários outros estudos desta natureza, para usinas hidrelétricas no Brasil e no mundo (BAKKEN et al., 2017; BUENO; MELLO, 2015; COELHO et al., 2017; FISCHMANN, 2016; MEKONNEN; HOEKSTRA, 2012).

Figura 71 – Correlação da pegada hídrica das usinas hidrelétricas em estudo com a respectiva relação área inundada / potência instalada.



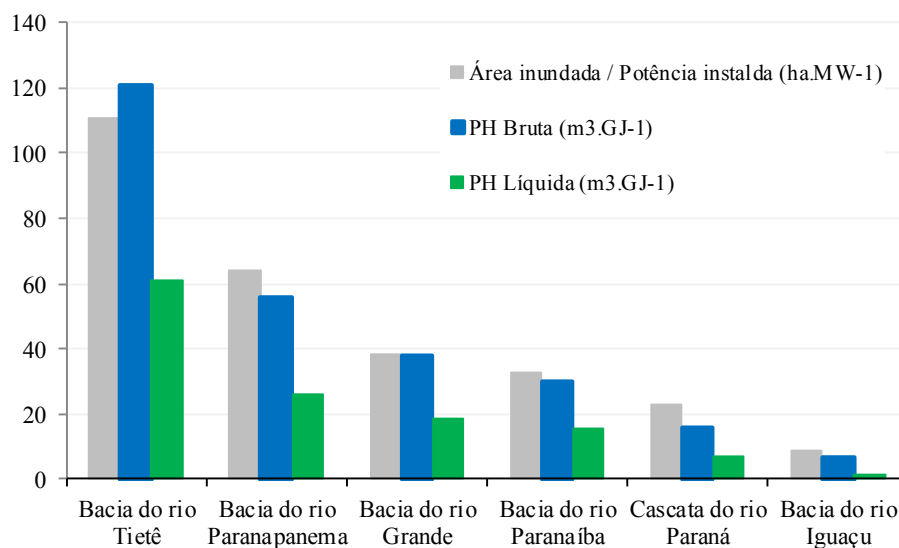
Fonte: Do autor (2018).

Da mesma forma que individualmente para as usinas, as pegadas hídricas (medianas de 2002 a 2016) da geração hidrelétrica do SIN por bacias da Região Hidrográfica do Paraná, também, apresentaram uma forte correlação (coeficiente  $r$  igual a 0,99) com as relações entre área total inundada e potência total instalada das respectivas bacias.

A Figura 72 nos mostra que quanto maior a razão  $\text{ha.MW}^{-1}$  maior a pegada hídrica (bruta e líquida) da geração hidrelétrica, com destaque negativo para a bacia hidrográfica do rio Tietê. Portanto a relação entre área inundada do reservatório e potência instalada na usina hidrelétrica apresenta-se como um

indicador alternativo à pegada hídrica, para caracterização da eficiência do uso dos recursos hídricos, para geração de hidroeletricidade, com uma grande vantagem de não requerer estimativas de evaporação e dados de geração.

Figura 72 – Pegada hídrica da geração hidrelétrica do SIN nas bacias hidrográficas da Região Hidrográfica do Paraná.

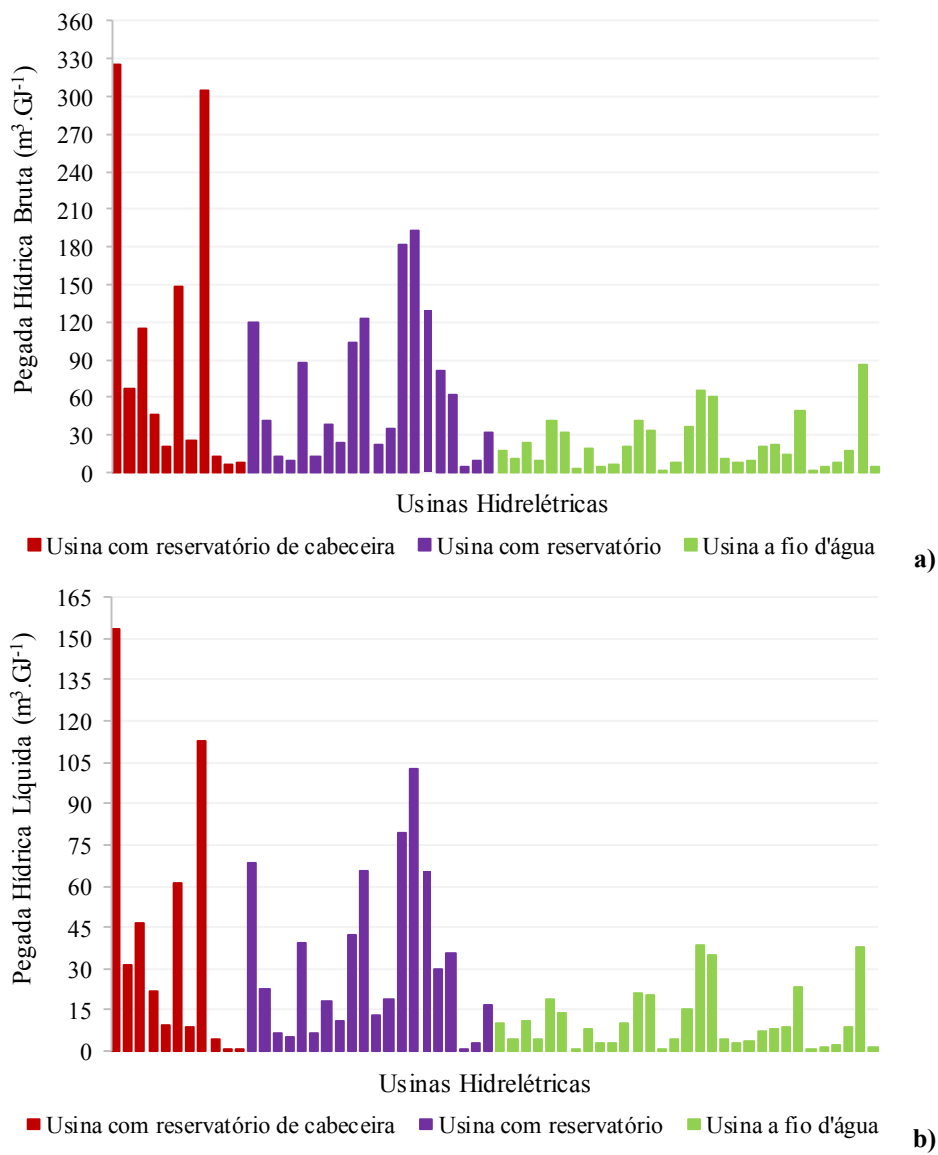


Fonte: Do autor (2018).

### 3.9.1 Relação da pegada hídrica das usinas hidrelétricas com a localização e com a capacidade de regularização dos reservatórios

Em geral, as usinas hidrelétricas localizadas nas regiões de cabeceiras das bacias hidrográficas em estudo apresentam maiores pegadas hídricas, conforme pode ser observado na Figura 73. Nestes casos, destacam-se a UHE Batalha / Paulista (na cabeceira da bacia do rio Paranaíba), UHE Jurumirim (cabeceira da bacia do rio Paranapanema), UHE Camargos (no alto rio Grande) e UHE Barra Bonita (rio Tietê).

Figura 73 – Pegada hídrica bruta (a) e líquida (b) das usinas hidrelétricas do SIN na Região Hidrográfica do Paraná, conforme a localização e capacidade de regularização dos reservatórios.





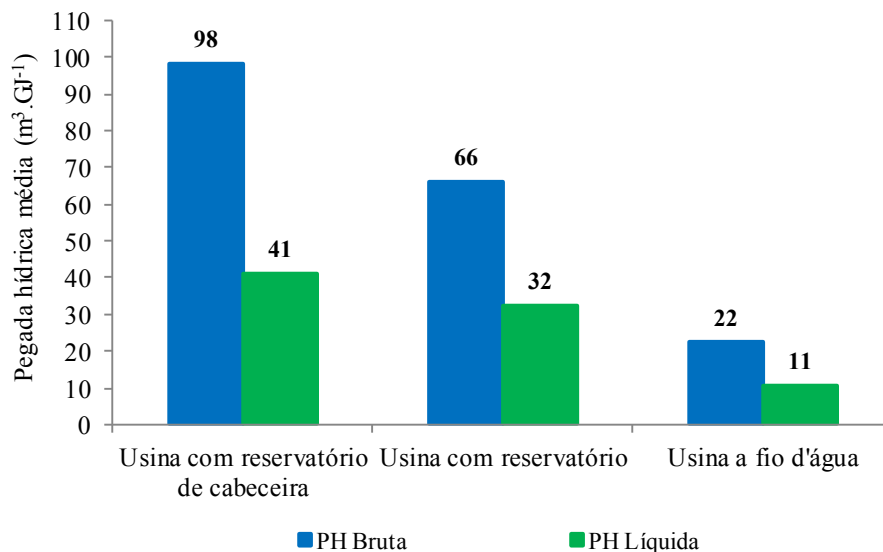
Os aproveitamentos de cabeceira apresentam relação de área inundada do reservatório por potência instalada bem acima da média das usinas em estudo, com exceção da UHE Nova Ponte (na bacia do rio Paranaíba) e UHE Foz do Areia (no rio Iguaçu), caracterizadas por serem as usinas com maiores alturas de queda, justificando suas capacidades elevadas de geração de energia.

Além dos reservatórios de cabeceira, ao longo dos percursos dos rios dentro de suas bacias, existem outros importantes reservatórios de regularização e respectivas usinas hidrelétricas, via de regra, com maior área inundada e maior capacidade instalada do que aquelas de cabeceira. Para estes aproveitamentos intermediários, a pegada hídrica mostrou-se, em média, abaixo dos valores obtidos para aqueles de cabeceira, conforme ilustrado na Figura 74.

Nas cascatas de aproveitamentos hidrelétricos dos principais rios da Região Hidrográfica do Paraná, em geral, a jusante dos grandes reservatórios, existem ainda usinas que operam a fio d'água, ou seja, com reservatórios sem capacidade de regularização de vazões. Estas usinas apresentam pequenas áreas inundadas e potência instalada relativamente elevada, como, por exemplo, as UHEs Cachoeira Dourada e Capim Branco II, na bacia do rio Paranaíba; Funil, Estreito (L. C. Barreto) e Euclides da Cunha, na bacia do rio Grande; Ourinhos (na bacia do rio Paranapanema), Fundão e Salto Osório na bacia do rio Iguaçu. Estas usinas são caracterizadas por menores pegadas hídricas do que os aproveitamentos com reservatórios de regularização de vazões, sobretudo, em relação àqueles localizados nas cabeceiras das bacias (Figura 74).

Os resultados apresentados na Figura 74 podem ser explicados pela forte correlação da pegada hídrica com a relação área inundada por potência instalada dos aproveitamentos hidrelétricos. Em geral, as usinas localizadas nas cabeceiras de bacia apresentam as maiores relações área inundada por potência instalada (média de 98 ha.MW<sup>-1</sup>), seguidas dos aproveitamentos com reservatório de regularização (59 ha.MW<sup>-1</sup>) e das usinas a fio d'água (29 ha.MW<sup>-1</sup>).

Figura 74 – Pegada hídrica média das hidrelétricas em estudo, conforme a característica dos respectivos reservatórios.



Fonte: Do autor (2018).

A conclusão ilustrada na Figura 74 em nada compromete o consenso da importância dos reservatórios de cabeceira, para o setor elétrico, em especial, para otimização da geração em cascata pelas usinas, cumprindo a função estratégica de regularização de vazões dos rios, beneficiando outras usinas hidrelétricas a jusante. A existência dos reservatórios de regularização de vazões possibilita a implantação de usinas a fio d'água a jusante, caracterizadas por pequenas áreas inundadas e capacidade instalada relativamente elevada, resultando em menor pegada hídrica. Por isto, ressalta-se a coerência da avaliação da pegada hídrica das usinas do SIN feita de forma sistêmica, considerando, de forma conjunta, a operação das usinas pertencentes à mesma bacia hidrográfica, por meio do somatório das perdas de água por evaporação dos reservatórios, bem como da geração total de energia pelos aproveitamentos hidrelétricos.

### ***3.9.2 Relação da pegada hídrica das usinas hidrelétricas e o tipo de clima***

A partir do mapeamento climático, elaborado por Alvares et al. (2013), contemplando toda a Região Hidrográfica do Paraná, procedeu-se à separação das pegadas hídricas obtidas para as usinas hidrelétricas do SIN, de acordo com a zona climática onde estão situadas. A Figura 75 apresenta as pegadas hídricas bruta (a) e líquida (b) estimadas individualmente para cada usina e separadas por tipos climáticos, conforme classificação de Köppen e Geiger (1936).

Na Figura 75 pode-se observar que existem aproveitamentos com pegada hídrica baixa e elevada em praticamente todos os tipos climáticos, exceto na região de “Cfb” (corresponde à região do alto rio Iguaçu), onde todas as usinas apresentaram baixa pegada hídrica.

O clima afeta diretamente a evaporação dos reservatórios, sobretudo, pela magnitude da radiação solar e temperatura do ar. Desta forma, a hipótese inicial era de uma influência maior do tipo climático sobre a pegada hídrica dos aproveitamentos hidrelétricos do SIN na Região Hidrográfica do Paraná. No entanto as taxas de evaporação estimadas apresentaram-se mais homogêneas entre as usinas avaliadas do que outras variáveis de maior impacto na pegada hídrica, como o tamanho do reservatório e, principalmente, a geração de energia, corroborando com Fischmann (2016).

Assim, em geral, a pegada hídrica média das usinas hidrelétricas em estudo, separadas por tipos climáticos, foram próximas, conforme ilustrado na Figura 76. Observa-se uma ligeira tendência de maiores pegadas hídricas, para as usinas localizadas na zona climática “Aw” (clima tropical com inverno seco), principalmente, na bacia do rio Paranaíba e pegadas hídricas bem menores para os aproveitamentos situados na parte alta da bacia do rio Iguaçu, correspondente a uma região de clima “Cfb” (subtropical úmido, sem estação seca e verão temperado), condizente com o identificado por Bakken et al. (2017).

Figura 75 – Pegada hídrica das usinas hidrelétricas do SIN na Região Hidrográfica do Paraná, conforme os respectivos tipos climáticos.

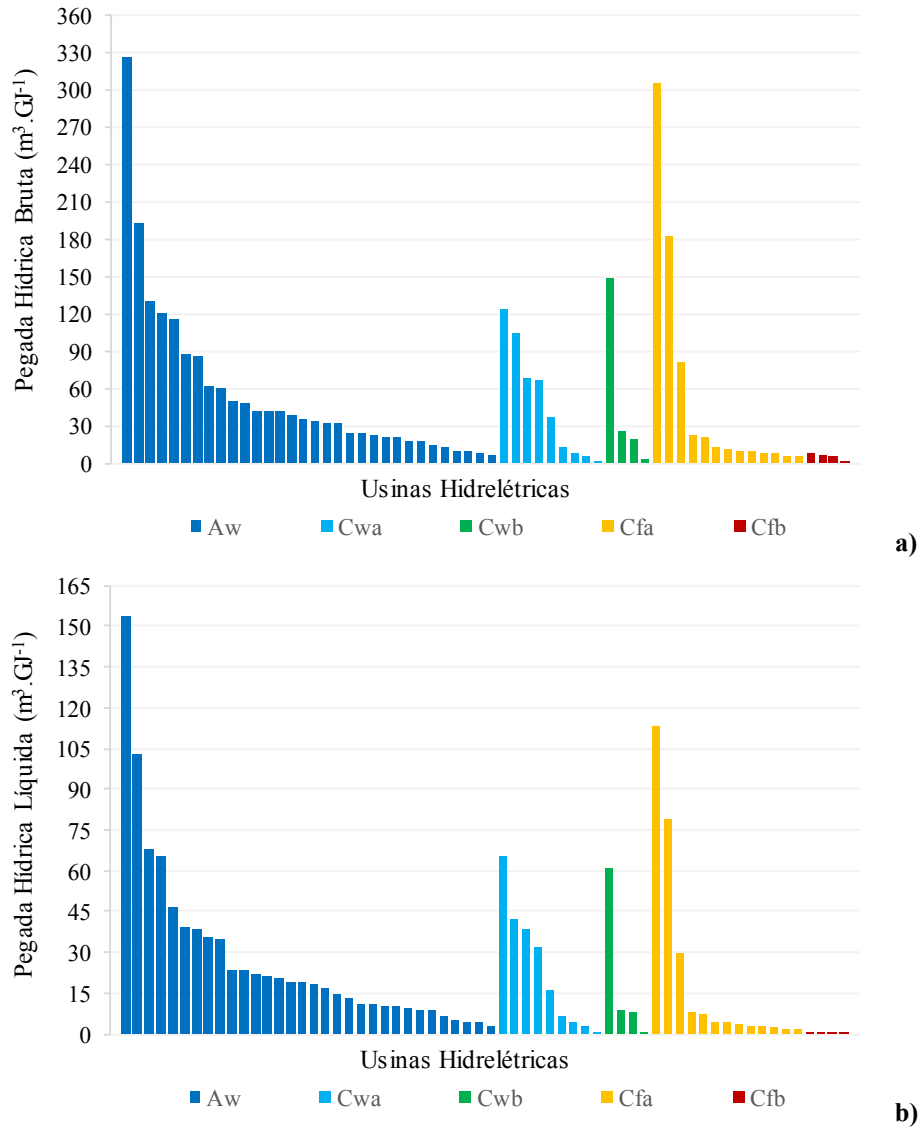
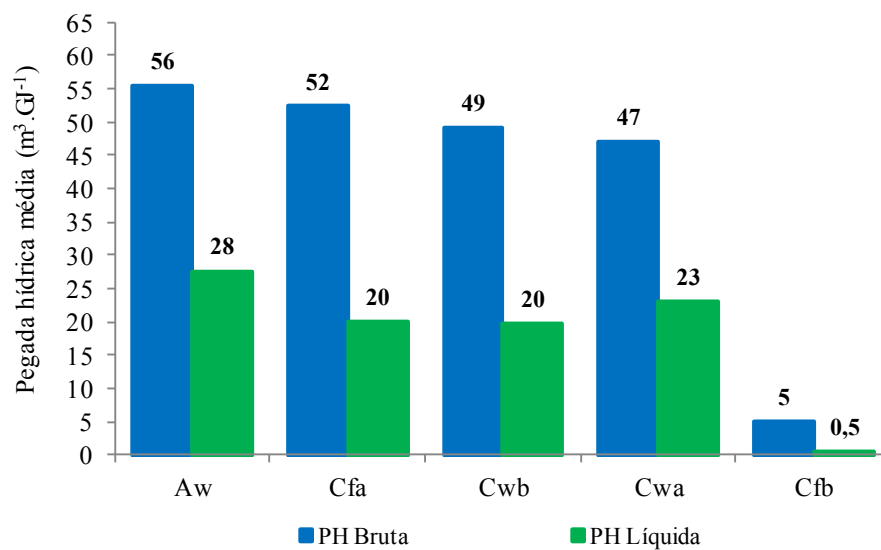


Figura 76 – Pegada hídrica média dos aproveitamentos em estudo, conforme os tipos de clima onde os mesmos estão situados.



Fonte: Do autor (2018).

#### 4 CONCLUSÕES

- A pegada hídrica líquida das usinas hidrelétricas do SIN na Região Hidrográfica do Paraná foi, em média, equivalente a 43% da pegada hídrica bruta, diferença significativa que reforça a importância de uma padronização da metodologia de cálculo deste indicador.
- A pegada hídrica das 62 usinas hidrelétricas do SIN, contempladas neste estudo, apresentou-se dentro da média das estimativas mundiais e de outros aproveitamentos no Brasil. Os valores extremos (mínimos e máximos) obtidos estão associados às particularidades de algumas usinas, tais como: potência instalada, geração de energia, tamanho do reservatório, anos críticos de precipitação e disponibilidade hídrica.
- As usinas hidrelétricas a fio d'água apresentaram menor pegada hídrica do que os aproveitamentos com reservatórios de regularização, sobretudo, aqueles localizados nas cabeceiras das bacias. Isto reforça a necessidade de uma maior agilidade nos processos de licenciamento ambiental deste tipo de empreendimento, visando a um maior incentivo para implantação de uma fonte de geração de energia renovável e de maior eficiência no uso dos recursos hídricos.
- A pegada hídrica individual das usinas do SIN, bem como da geração hidrelétrica por bacias e, como um todo, na Região Hidrográfica do Paraná, apresentou maior dependência da produção de energia observada ao longo dos anos do que da evaporação dos reservatórios. Em geral, o tipo de clima não teve impacto significativo na variabilidade da pegada hídrica das usinas do SIN na Região Hidrográfica do Paraná. A taxa de evaporação, dependente das condições climáticas, apresentou menor variabilidade entre as usinas do que outras variáveis de maior impacto na pegada hídrica, principalmente, a geração de energia.

- Observou-se forte correlação entre a pegada hídrica das usinas hidrelétricas estudadas e a relação área inundada por potência instalada ( $\text{ha.MW}^{-1}$ ) dos respectivos aproveitamentos, sendo esta relação um bom indicador alternativo à pegada hídrica, para caracterização da eficiência do uso dos recursos hídricos para geração hidrelétrica.
- A análise por bacia hidrográfica da pegada hídrica da geração hidrelétrica apresentou-se como mais apropriada, em razão da característica do sistema elétrico brasileiro (SIN), cujas usinas são operadas de forma interligada. A menor estimativa de pegada hídrica da geração hidrelétrica foi observada para a bacia do rio Iguaçu, devido a existência de usinas com elevada altura de queda, proporcionando uma baixa relação área inundada por potência instalada ( $\text{ha.MW}^{-1}$ ). A maior estimativa da pegada hídrica do SIN está associada à bacia do rio Tietê que, entre as bacias em estudo, apresenta a maior relação área inundada por potência instalada. Além disto, a geração hidrelétrica nesta bacia apresenta restrições operativas pelos usos múltiplos dos reservatórios, especialmente, a navegação na hidrovia Tietê-Paraná.
- As pegadas hídricas (bruta e líquida) da geração hidrelétrica do SIN na Região Hidrográfica do Paraná, características do período de 2002 a 2016, foram iguais a 25 e 11  $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ , respectivamente; abaixo da média das estimativas mundiais e de aproveitamentos hidrelétricos no Brasil.
- Da mesma forma que nas estimativas individuais para cada usina, os valores máximos obtidos de pegada hídrica da hidroeletricidade do SIN por bacias e, de uma forma geral, na Região Hidrográfica do Paraná, deram-se pelo fato de a estiagem observada, no período de 2013 a 2015, quando a escassez de chuvas e, conseqüentemente, as baixas vazões afluentes e níveis dos reservatórios do setor elétrico, afetaram de forma significativa a produção de energia.

## REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DAS ÁGUAS. **Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil**: regiões hidrográficas brasileiras. Brasília, 2015. 164 p. (Edição Especial).
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (Brasil). **Banco de Informações de Geração - BIG**. Brasília, 2017a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 15 dez. 2017.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (Brasil). **Compensação Financeira Pela Utilização de Recursos Hídricos - Histórico da Geração**. Brasília, 2017b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/cmpf/gerencial/>>. Acesso em: 15 dez. 2017.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (Brasil). **Sistema de Informações Georeferenciadas do Setor Elétrico - SIGEL**. Brasília, 2017c. Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>>. Acesso em: 15 jan. 2017.
- ALLEN, R. G. et al. **Crop evapotranspiration**: guidelines for computing crop water requirements. Roma: FAO, 1998. (Irrigation and Drainage Paper, 56). Disponível em: <<http://www.fao.org/docrep/x0490e/x0490e00.htm>>. Acesso em: 10 abr. 2014.
- ALVARES, C. A. et al. Köppen climate classification map for Brazil. **Meteorologische Zeitschrift**, Stuttgart, v. 22, n. 6, p. 711-728, 2013.
- ARNOY, S. **Water footprint approaches in life cycle assessment**: state-of-the-art and a case study of hydroelectric generation in the hoyanger area. 2012. Thesis (Master's) - University of Life Sciences (UMB), Trondheim, 2012.
- BAKKEN, T. H. et al. The life-cycle water footprint of two hydropower projects in Norway. **Journal of Cleaner Production**, Oxford, v. 113, p. 241-250, 2016.
- 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**, Göttingen, v. 17, p. 3983-4000, 2013.
- BAKKEN, T. H.; KILLINGTVEIT, A.; ALFREDSEN, K. The water footprint of hydropower production – state of the art and methodological challenges. **Global Challenges**, Estocolmo, v. 1, p. 1-8, 2017.



BUENO, E. O. **Evaporação do reservatório da Usina Hidrelétrica de Camargos**: caracterização da pegada hídrica. 2014. 127 p. Dissertação (Mestrado em Recursos Hídricos em Sistemas Agrícolas) - Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2014.

BUENO, E. O.; MELLO, C. R. Pegada hídrica de usinas hidrelétricas. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 21., 2015, Brasília. **Anais...** Brasília: ABRH, 2015.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Caderno da Região Hidrográfica do Paraná**. Brasília, 2006. 240 p.

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**, Oxford, v. 153, p. 164-175, 2017.

CONSELHO NACIONAL DE RECURSOS HÍDRICO. **Resolução nº 32, de 15 de outubro de 2003**. Disponível em: <[http://www.cnrh.gov.br/index.php?option=com\\_docman&task=doc\\_download&gid=74](http://www.cnrh.gov.br/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=74)>. Acesso em: 22 mar. 2017.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE. **Resolução nº 357, de 17 de março de 2005**. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res05/res35705.pdf>>. Acesso em: 23 mar. 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário estatístico de energia elétrica 2017 - Ano base 2016**. Brasília, 2017. 232 p.: il. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 15 dez. 2017.

FERREIRA, F. F.; FIRMO, H. T. Pegada hídrica de hidroeletricidade no Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 16., 2015, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: UFRJ, 2015. Disponível em: <<http://www.congressoenergia.com.br/trabalho.html>>. Acesso em: 21 out. 2016.

FISCHMANN, F. **Estimativa da pegada hídrica de aproveitamentos hidrelétricos no Sul do Brasil**. 2016. 141 p. Trabalho de conclusão do curso (Graduação em Engenharia Sanitária e Ambiental) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

GIADROSSICH, F. et al. Evaporation in a Mediterranean environment by energy budget and Penman methods, Lake Baratz, Sardinia, Italy. **Hydrology and Earth System Sciences Discussion**, Göttingen, v. 12, p. 1901-1940, 2015.

GRUBERT, E. A. Water consumption from hydroelectricity in the United States. **Advances in Water Resources**, Oxford, v. 96, p. 88-94, 2016.

HERATH, I. et al. The water footprint of hydroelectricity: a methodological comparison from a case study in New Zealand. **Journal of Cleaner Production**, Oxford, v. 19, n. 14, p. 1582-1589, Sept. 2011.

HOEKSTRA, A. Y. Water footprint assessment: evolvement of a new research field. **Water Resour Manage**, Cham, v. 31, p. 3061-3081, 2017.

HOGEBOOM, R. J.; KNOOK, L.; HOEKSTRA, A. Y. The blue water footprint of the world's artificial reservoirs for hydroelectricity, irrigation, residential and industrial water supply, flood protection, fishing and recreation. **Advances in Water Resources**, Oxford, v. 113, p. 285-294, 2018.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. INMET. **Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa - BDMEP**. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/projetos/rede/pesquisa/>>. Acesso em: 22 jan. 2017.

ITAIPU BINACIONAL. **Geração**. 2017. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/energia/geracao/>>. Acesso em: 22 jan. 2018.

KÖPPEN, W.; GEIGER, G. C. **Das geographischa system der klimate**. Berlin: Gebruder, 1936. 44 p.

LIU, J. et al. **China's rising hydropower demand challenges water sector**. 2015. Disponível em: <<https://www.nature.com/articles/srep11446>>. Acesso em: 23 jun. 2018.

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**, Göttingen, v. 17, n. 4, p. 1331-1363, 2013a. Disponível em: <<http://www.hydrol-earth-syst-sci.net/17/1331/2013/>>. Acesso em: 24 jun. 2017.

MCMAHON, T. A. et al. **Morton WREVAP fortran code and executable file**. 2013c. Disponível em: <<http://people.eng.unimelb.edu.au/mpeel/morton.html>>. Acesso em: 24 jun. 2017.

MCMAHON, T. A. et al. **Supplementary material to paper "Estimating actual, potential, reference crop and pan evaporation using standard meteorological data: a pragmatic synthesis"**. 2013b. Disponível em: <<http://www.hydrol-earth-syst-sci.net/17/1331/2013/hess-17-1331-2013-supplement.pdf>>. Acesso em: 24 jun. 2017.

MEKONNEN, M. M.; GERBENS-LEENES, P. W.; HOEKSTRA, A. Y. Future electricity: the challenge of reducing both carbon and water footprint. **Science of the Total Environment**, Amsterdam, v. 569/570. p. 1282-1288, 2016.

MEKONNEN, M. M.; HOEKSTRA, A. Y. The blue water footprint of electricity from hydropower. **Hydrology and Earth System Sciences**, Göttingen, v. 16, p. 179-187, Jan. 2012.

MEKONNEN, M. M.; HOEKSTRA, A. Y. **The water footprint of electricity from hydropower**. Delft: UNESCO-IHE; Institute for Water Education, 2011. 36 p. (Value of Water Research Report Series, 51).

MORTON, F. I. Operational estimates of lake evaporation. **Journal of Hydrology**, Philadelphia, v. 66, p. 77-100, 1983.

MORTON, F. I. Practical estimates of lake evaporation. **Journal of Climate and Applied Meteorology**, Boston, v. 25, p. 371-387, Mar. 1986.

MORTON, F. I.; RICARD, F.; FOGARASI, S. **Operational estimates of areal evapotranspiration and lake evaporation – Program WREVAP**. Ottawa: National Hydrology Research Institute, 1985. (NHRI Paper 24).

NAGHETTINI, M.; PINTO, E. J. A. **Hidrologia estatística**. Belo Horizonte: CPRM, 2007. 552 p.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Diagrama esquemáticos das Usinas Hidroelétricas do SIN. Usinas Hidroelétricas Despachadas pelo ONS na Otimização Eletroenergética do Sistema Interligado Nacional. Horizonte 2017-2021**. 2017b. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 15 nov. 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Evaporações líquidas nas usinas hidrelétricas**. Rio de Janeiro, 2004. 61 p.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Inventário de dados técnicos dos aproveitamentos hidroelétricos. In: ATUALIZAÇÃO de dados técnicos dos aproveitamentos hidroelétricos (Submódulo 9.7). Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 15 dez. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O Sistema Interligado Nacional - SIN**. 2017a. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 15 dez. 2017.

SCHERER, L.; PFISTER, S. Global water footprint assessment of hydropower. **Renewable Energy**, Lemosos, v. 99, p. 711-720, 2016.

WILSON, W.; LEIPZIG, T.; GRIFFITHS-SATTENSPIEL, B. **Burning our rivers: the water footprint of electricity**. Portland: River Network, 2012.

ZHAO, D.; LIU, J. A new approach to assessing the water footprint of hydroelectric power based on allocation of water footprints among reservoir ecosystem services. **Physics and Chemistry of the Earth**, Bristol, v. 79/82, p. 40-46, 2015.

## ANEXOS

- ANEXO A - Usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN) na Região Hidrográfica do Paraná.
- ANEXO B – Evaporação ( $\text{mm.ano}^{-1}$ ) de 2002 a 2016 dos reservatórios do SIN na Região Hidrográfica do Paraná.
- ANEXO C – Evapotranspiração real ( $\text{mm.ano}^{-1}$ ) de 2002 a 2016 da área inundada pelos reservatórios do SIN na Região Hidrográfica do Paraná.
- ANEXO D – Evaporação líquida ( $\text{mm.ano}^{-1}$ ) de 2002 a 2016 dos reservatórios do SIN na Região Hidrográfica do Paraná.
- ANEXO E – Pegada hídrica bruta ( $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ ) de 2002 a 2016 das usinas hidrelétricas do SIN na Região Hidrográfica do Paraná.
- ANEXO F – Pegada hídrica líquida ( $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ ) de 2002 a 2016 das usinas hidrelétricas do SIN na Região Hidrográfica do Paraná.
- ANEXO G – Pegadas hídricas bruta e líquida ( $\text{m}^3.\text{GJ}^{-1}$ ) de 2002 a 2016 da geração hidrelétrica do SIN por bacia hidrográfica e na Região Hidrográfica do Paraná.

**ANEXO A - Usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN) na Região Hidrográfica do Paraná.**

<b>N</b>	<b>Nome</b>	<b>Lat.</b>	<b>Long.</b>	<b>Altitude (m.)</b>	<b>Rio</b>	<b>Início Operação</b>	<b>Regularização</b>
1	UHE Batalha	-17,35	-47,49	793,05	São Marcos	abril-14	Usina com Reservatório
2	UHE Serra do Facão	-18,05	-47,68	746,57	São Marcos	julho-10	Usina com Reservatório
3	UHE Emborcação	-18,45	-47,98	646,34	Paranaíba	março-82	Usina com Reservatório
4	UHE Nova Ponte	-19,13	-47,69	803,47	Araguari	dezembro-94	Usina com Reservatório
5	UHE Miranda	-18,91	-48,04	694,99	Araguari	maio-98	Usina com Reservatório
6	UHE Capim Branco 1	-18,79	-48,15	623,57	Araguari	fevereiro-06	Usina com Reservatório
7	UHE Capim Branco 2	-18,66	-48,44	564,89	Araguari	março-07	Usina a Fio d'água
8	UHE Corumbá IV	-16,32	-48,19	839,78	Corumbá	abril-06	Usina com Reservatório
9	UHE Corumbá III	-16,79	-47,94	770,14	Corumbá	outubro-09	Usina com Reservatório
10	UHE Corumbá I	-17,99	-48,53	589,14	Corumbá	abril-97	Usina com Reservatório
11	UHE Itumbiara	-18,41	-49,10	511,81	Paranaíba	fevereiro-80	Usina com Reservatório
12	UHE Cachoeira Dourada	-18,50	-49,49	430,78	Paranaíba	janeiro-59	Usina a Fio d'água
13	UHE São Simão	-19,02	-50,50	397,97	Paranaíba	fevereiro-78	Usina com Reservatório
14	UHE Espora	-18,68	-51,87	581,29	Corrente	setembro-06	Usina com Reservatório
15	UHE Caçu	-18,53	-51,15	476,12	Claro	julho-10	Usina com Reservatório
16	UHE Barra dos Coqueiros	-18,72	-51,00	446,72	Claro	junho-10	Usina a Fio d'água
17	UHE Foz do Rio Claro	-19,12	-50,64	353,62	Claro	agosto-10	Usina a Fio d'água

<b>N</b>	<b>Nome</b>	<b>Lat.</b>	<b>Long.</b>	<b>Altitude (m.)</b>	<b>Rio</b>	<b>Início Operação</b>	<b>Regularização</b>
18	UHE Salto	-18,81	-51,17	446,37	Verde	maio-10	Usina a Fio d'água
19	UHE Salto Rio Verdinho	-19,15	-50,77	370,46	Verde	julho-10	Usina a Fio d'água
20	UHE Camargos	-21,33	-44,62	909,00	Grande	março-60	Usina com Reservatório
21	UHE Itutinga	-21,29	-44,62	885,69	Grande	fevereiro-55	Usina a Fio d'água
22	UHE Funil Grande	-21,14	-45,03	807,91	Grande	janeiro-03	Usina a Fio d'água
23	UHE Furnas	-20,67	-46,31	763,86	Grande	março-63	Usina com Reservatório
24	UHE Peixoto	-20,29	-47,06	663,92	Grande	setembro-73	Usina com Reservatório
25	UHE Estreito	-20,15	-47,28	620,38	Grande	janeiro-69	Usina a Fio d'água
26	UHE Jaguará	-20,03	-47,44	557,55	Grande	janeiro-71	Usina a Fio d'água
27	UHE Igarapava	-19,99	-47,75	512,01	Grande	janeiro-99	Usina a Fio d'água
28	UHE Volta Grande	-20,03	-48,22	494,42	Grande	março-74	Usina a Fio d'água
29	UHE Porto Colômbia	-20,13	-48,57	466,41	Grande	março-73	Usina a Fio d'água
30	UHE Caconde / Graminha	-21,58	-46,62	847,73	Pardo	abril-52	Usina com Reservatório
31	UHE Euclides da Cunha	-21,60	-46,95	664,58	Pardo	janeiro-80	Usina a Fio d'água
32	UHE Limoeiro	-21,62	-47,01	572,49	Pardo	janeiro-80	Usina a Fio d'água
33	UHE Marimondo	-20,30	-49,19	440,02	Grande	abril-75	Usina com Reservatório
34	UHE Água Vermelha	-19,87	-50,34	379,78	Grande	março-78	Usina com Reservatório
35	Reservatório Ponte Nova	-23,58	-45,97	762,70	Tietê	janeiro-71	Reservatório sem Usina
36	Reservatório Billings	-23,82	-46,53	743,33	Pinheiros	janeiro-40	Reservatório sem Usina

<b>N</b>	<b>Nome</b>	<b>Lat.</b>	<b>Long.</b>	<b>Altitude (m.)</b>	<b>Rio</b>	<b>Início Operação</b>	<b>Regularização</b>
37	Reservatório Guarapiranga	-23,67	-46,73	734,40	Guarapiranga	janeiro-28	Reservatório sem Usina
38	Reservatório Edgard de Souza	-23,45	-46,91	711,20	Tietê	janeiro-55	Reservatório sem Usina
39	UHE Barra Bonita	-22,52	-48,53	449,53	Tietê	fevereiro-63	Usina com Reservatório
40	UHE Bariri	-22,15	-48,75	427,30	Tietê	janeiro-67	Usina a Fio d'água
41	UHE Ibitinga	-21,76	-48,99	403,86	Tietê	fevereiro-69	Usina a Fio d'água
42	UHE Promissão	-21,30	-49,78	382,77	Tietê	março-75	Usina com Reservatório
43	UHE Nova Avanhandava	-21,12	-50,20	357,82	Tietê	abril-82	Usina a Fio d'água
44	UHE Três Irmãos	-20,67	-51,30	326,05	Tietê	março-73	Usina com Reservatório
45	UHE Jurumirim	-23,21	-49,23	565,48	Paranapanema	março-62	Usina com Reservatório
46	UHE Piraju	-23,15	-49,38	531,51	Paranapanema	setembro-02	Usina a Fio d'água
47	UHE Chavantes	-23,13	-49,73	471,37	Paranapanema	abril-70	Usina com Reservatório
48	UHE Ourinhos	-23,07	-49,84	398,00	Paranapanema	dezembro-05	Usina a Fio d'água
49	UHE Salto Grande	-22,90	-50,00	384,24	Paranapanema	fevereiro-58	Usina a Fio d'água
50	UHE Canoas II	-22,94	-50,25	365,96	Paranapanema	maio-99	Usina a Fio d'água
51	UHE Canoas I	-22,94	-50,52	350,95	Paranapanema	maio-99	Usina a Fio d'água
52	UHE Mauá	-24,06	-50,71	633,94	Tibagi	outubro-11	Usina com Reservatório
53	UHE Capivara	-22,66	-51,35	331,20	Paranapanema	fevereiro-77	Usina com Reservatório
54	UHE Taquaruçu	-22,54	-52,00	283,59	Paranapanema	abril-92	Usina a Fio d'água
55	UHE Rosana	-22,60	-52,87	257,71	Paranapanema	janeiro-87	Usina a Fio d'água



<b>N</b>	<b>Nome</b>	<b>Lat.</b>	<b>Long.</b>	<b>Altitude (m.)</b>	<b>Rio</b>	<b>Início Operação</b>	<b>Regularização</b>
56	UHE Foz do Areia	-26,01	-51,66	731,08	Iguaçu	abril-80	Usina com Reservatório
57	UHE Segredo	-25,79	-52,12	605,85	Iguaçu	março-92	Usina com Reservatório
58	UHE Santa Clara PR	-25,65	-51,96	800,34	Jordão	julho-05	Usina com Reservatório
59	UHE Fundão	-25,70	-52,00	705,43	Jordão	junho-06	Usina a Fio d'água
60	Reservatório Jordão	-25,76	-52,09	608,04	Jordão	dezembro-97	Reservatório sem Usina
61	UHE Salto Santiago	-25,63	-52,61	499,83	Iguaçu	janeiro-80	Usina com Reservatório
62	UHE Salto Osório	-25,54	-53,01	396,40	Iguaçu	abril-75	Usina a Fio d'água
63	UHE Salto Caxias	-25,54	-53,49	324,38	Iguaçu	fevereiro-99	Usina a Fio d'água
64	UHE Ilha Solteira	-20,38	-51,36	325,95	Paraná	março-73	Usina com Reservatório
65	UHE Jupia	-20,78	-51,63	279,74	Paraná	fevereiro-69	Usina a Fio d'água
66	UHE Porto Primavera	-22,47	-52,95	257,18	Paraná	janeiro-99	Usina a Fio d'água
67	UHE Itaipu	-25,40	-54,59	219,47	Paraná	maio-84	Usina a Fio d'água

Notas: Altitude corresponde ao N.A operacional médio de 2002 a 2016.

**Fonte:** ANA (2017), ANEEL (2017c) e ONS (2017b).

**ANEXO B – Evaporação (mm.ano<sup>-1</sup>) de 2002 a 2016 dos reservatórios do SIN na Região Hidrográfica do Paraná.**

N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	UHE Batalha														1689	1726
2	UHE Serra do Facão										1577	1545	1571	1660	1595	1609
3	UHE Emborcação	1621	1564	1533	1571	1505	1576	1555	1505	1618	1569	1533	1563	1649	1587	1603
4	UHE Nova Ponte	1637	1599	1599	1594	1585	1601	1487	1514	1639	1589	1665	1579	1687	1623	1603
5	UHE Miranda	1638	1596	1598	1593	1585	1601	1484	1516	1639	1588	1664	1579	1688	1623	1602
6	UHE Capim Branco 1						1583	1548	1499	1615	1561	1536	1558	1649	1584	1594
7	UHE Capim Branco 2							1549	1500	1615	1562	1534	1559	1649	1584	1596
8	UHE Corumbá IV						1554	1518	1410	1547	1485	1453	1481	1504	1531	1538
9	UHE Corumbá III									1713	1693	1676	1658	1734	1707	1739
10	UHE Corumbá I	1642	1570	1545	1576	1495	1598	1556	1513	1615	1597	1576	1569	1631	1615	1615
11	UHE Itumbiara	1696	1611	1639	1653	1603	1681	1566	1601	1705	1591	1715	1653	1730	1692	1710
12	UHE Cachoeira Dourada	1710	1635	1651	1669	1634	1690	1628	1640	1700	1695	1760	1687	1762	1722	1731
13	UHE São Simão	1702	1629	1644	1661	1629	1684	1618	1628	1686	1687	1754	1679	1757	1711	1725
14	UHE Espora						1509	1479	1497	1537	1526	1537	1429	1507	1576	1536
15	UHE Caçu										1515	1522	1421	1495	1565	1528
16	UHE Barra dos Coqueiros										1512	1519	1417	1492	1563	1525
17	UHE Foz do Rio Claro										1685	1754	1677	1755	1710	1722
18	UHE Salto										1511	1518	1417	1491	1562	1524

N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
19	UHE Salto Rio Verdinho										1685	1753	1677	1755	1710	1722
20	UHE Camargos	1520	1468	1392	1433	1440	1491	1445	1423	1500	1480	1510	1448	1622	1528	1511
21	UHE Itutinga	1515	1460	1389	1424	1436	1489	1436	1416	1497	1479	1512	1440	1615	1513	1506
22	UHE Funil Grande			1387	1424	1435	1487	1438	1415	1497	1479	1511	1441	1610	1513	1507
23	UHE Furnas	1520	1468	1390	1431	1440	1487	1446	1420	1500	1484	1513	1450	1610	1519	1514
24	UHE Peixoto	1493	1447	1415	1404	1375	1363	1327	1287	1217	1226	1335	1246	1383	1314	1242
25	UHE Estreito	1493	1448	1416	1405	1372	1363	1329	1290	1215	1225	1334	1248	1379	1318	1242
26	UHE Jaguará	1619	1575	1582	1577	1566	1582	1463	1504	1622	1570	1648	1561	1671	1607	1583
27	UHE Igarapava	1623	1567	1587	1572	1562	1592	1456	1517	1634	1573	1651	1557	1669	1610	1572
28	UHE Volta Grande	1618	1573	1581	1575	1564	1580	1461	1504	1620	1568	1647	1559	1669	1606	1581
29	UHE Porto Colômbia	1663	1617	1623	1632	1632	1680	1539	1604	1678	1648	1726	1636	1724	1678	1659
30	UHE Caconde	1331	1300	1249	1268	1286	1313	1249	1235	1321	1296	1318	1272	1398	1302	1319
31	UHE Euclides da Cunha	1565	1523	1490	1497	1508	1487	1450	1439	1511	1482	1583	1483	1643	1484	1477
32	UHE Limoeiro	1564	1520	1487	1496	1507	1484	1448	1437	1508	1479	1582	1480	1657	1484	1475
33	UHE Marimbondo	1665	1618	1624	1631	1632	1681	1540	1604	1679	1648	1728	1636	1721	1678	1659
34	UHE Água Vermelha	1737	1665	1688	1693	1709	1694	1670	1683	1668	1703	1793	1686	1723	1690	1657
35	Res. Ponte Nova	1293	1295	1222	1268	1292	1297	1197	1213	1224	1215	1328	1195	1426	1282	1250
36	Res. Billings	1293	1274	1220	1260	1294	1289	1193	1207	1218	1223	1324	1194	1380	1249	1253
37	Res. Guarapiranga	1305	1287	1227	1262	1296	1297	1207	1211	1226	1237	1328	1194	1395	1251	1267

N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
38	Res. Edgard de Souza	1292	1272	1219	1259	1286	1287	1196	1214	1217	1215	1327	1192	1377	1254	1253
39	UHE Barra Bonita	1409	1368	1330	1337	1367	1353	1311	1310	1342	1336	1462	1340	1465	1360	1340
40	UHE Bariri	1410	1369	1332	1339	1370	1356	1313	1312	1345	1338	1464	1343	1467	1363	1343
41	UHE Ibitinga	1513	1496	1444	1432	1491	1477	1405	1407	1440	1436	1458	1317	1420	1341	1228
42	UHE Promissão	1520	1503	1452	1439	1497	1486	1412	1413	1446	1443	1465	1325	1425	1348	1234
43	UHE Nova Avanhandava	1520	1503	1452	1440	1498	1486	1412	1415	1446	1443	1464	1325	1427	1349	1234
44	UHE Três Irmãos	1724	1652	1675	1681	1696	1680	1656	1670	1654	1690	1780	1674	1708	1683	1644
45	UHE Jurumirim	1518	1470	1479	1459	1508	1524	1491	1454	1345	1461	1585	1443	1542	1489	1469
46	UHE Piraju		1471	1478	1459	1508	1523	1490	1455	1347	1461	1586	1443	1544	1489	1471
47	UHE Chavantes	1517	1466	1478	1456	1503	1521	1488	1454	1342	1459	1583	1442	1539	1489	1465
48	UHE Ourinhos					1514	1529	1496	1445	1364	1467	1584	1446	1548	1477	1487
49	UHE Salto Grande	1526	1482	1484	1472	1519	1537	1504	1443	1374	1477	1586	1451	1553	1476	1509
50	UHE Canoas II	1522	1475	1478	1462	1514	1527	1494	1451	1357	1464	1586	1445	1548	1484	1481
51	UHE Canoas I	1522	1473	1478	1460	1511	1525	1492	1453	1352	1462	1586	1443	1546	1488	1476
52	UHE Mauá												1429	1526	1479	1455
53	UHE Capivara	1654	1601	1598	1557	1592	1626	1579	1582	1495	1469	1652	1564	1627	1595	1572
54	UHE Taquaruçu	1656	1602	1597	1558	1596	1626	1579	1586	1492	1474	1654	1564	1631	1597	1576
55	UHE Rosana	1637	1599	1606	1546	1621	1577	1581	1567	1551	1572	1719	1596	1615	1622	1571
56	UHE Foz do Areia	1160	1144	1157	1155	1152	1140	1087	1130	1093	1060	1168	1130	1176	1141	1089

N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
57	UHE Segredo	1160	1143	1153	1153	1152	1135	1082	1132	1091	1056	1166	1124	1178	1139	1090
58	UHE Santa Clara PR					1167	1149	1094	1148	1106	1068	1186	1140	1197	1149	1110
59	UHE Fundão						1142	1087	1146	1101	1065	1179	1134	1191	1142	1105
60	Res. Jordão	1157	1144	1156	1152	1150	1140	1083	1132	1094	1055	1172	1129	1182	1138	1093
61	UHE Salto Santiago	1247	1319	1387	1372	1391	1317	1343	1309	1295	1322	1433	1325	1376	1303	1264
62	UHE Salto Osório	1289	1299	1377	1386	1421	1350	1338	1332	1252	1282	1410	1316	1362	1296	1219
63	UHE Salto Caxias	1286	1294	1374	1384	1417	1349	1333	1329	1248	1277	1408	1312	1362	1295	1214
64	UHE Ilha Solteira	1729	1656	1679	1685	1700	1685	1661	1674	1658	1694	1784	1679	1712	1688	1648
65	UHE Jupia	1723	1650	1672	1678	1695	1677	1655	1668	1653	1688	1779	1671	1711	1677	1643
66	UHE Porto Primavera	1634	1601	1608	1548	1623	1579	1583	1569	1553	1574	1721	1598	1617	1623	1573
67	UHE Itaipu	1286	1294	1373	1384	1417	1347	1332	1328	1248	1276	1407	1311	1361	1296	1214

Fonte: Do autor (2018).

**ANEXO C – Evapotranspiração real (mm.ano<sup>-1</sup>) de 2002 a 2016 da área inundada pelos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN na Região Hidrográfica do Paraná.**

N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	UHE Batalha														843	940
2	UHE Serra do Facão										682	654	702	648	633	586
3	UHE Emborcação	636	701	694	707	694	599	647	777	668	675	645	693	640	626	580
4	UHE Nova Ponte	800	785	779	779	805	656	730	858	849	843	973	977	823	964	780
5	UHE Miranda	799	783	777	778	803	654	728	857	848	841	972	976	821	964	778
6	UHE Capim Branco 1						595	643	772	666	672	641	688	636	621	577
7	UHE Capim Branco 2							642	772	665	671	640	687	635	621	575
8	UHE Corumbá IV						857	870	998	945	885	876	927	933	905	826
9	UHE Corumbá III									977	944	905	1004	904	849	947
10	UHE Corumbá I	751	729	751	707	819	636	726	879	724	769	800	802	758	753	708
11	UHE Itumbiara	747	846	853	864	872	699	792	888	718	802	794	841	784	888	802
12	UHE Cachoeira Dourada	885	931	914	937	1002	783	902	1111	936	953	954	981	905	1020	920
13	UHE São Simão	876	922	908	929	995	777	896	1103	931	946	947	973	897	1014	912
14	UHE Espora						704	803	853	735	805	837	748	745	872	766
15	UHE Caçu										803	835	746	743	871	764
16	UHE Barra dos Coqueiros										799	833	744	740	868	760
17	UHE Foz do Rio Claro										944	945	971	894	1011	910

N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
18	UHE Salto										798	832	743	739	866	759
19	UHE Salto Rio Verdinho										944	945	971	894	1011	910
20	UHE Camargos	867	847	893	901	865	784	930	927	828	835	892	903	803	910	910
21	UHE Itutinga	867	847	893	901	865	784	930	927	828	835	892	903	803	910	910
22	UHE Funil Grande			891	900	863	783	929	926	826	833	891	901	801	909	909
23	UHE Furnas	871	850	896	905	868	788	934	931	831	838	896	905	806	913	914
24	UHE Peixoto	697	750	803	740	716	573	684	683	487	532	560	572	461	593	501
25	UHE Estreito	696	750	803	740	716	573	684	683	486	531	560	571	461	593	500
26	UHE Jaguará	776	766	755	757	786	636	711	836	831	818	949	955	799	943	758
27	UHE Igarapava	775	765	753	756	785	635	710	835	830	816	948	954	798	942	757
28	UHE Volta Grande	773	764	752	755	784	634	709	833	829	815	947	952	796	941	756
29	UHE Porto Colômbia	644	666	718	674	737	580	606	750	674	696	658	799	656	796	664
30	UHE Caconde	876	824	904	901	843	774	843	1013	856	812	821	911	735	890	917
31	UHE Euclides da Cunha	834	719	806	863	938	695	791	845	706	731	730	785	606	725	736
32	UHE Limoeiro	831	715	802	860	934	691	788	841	702	727	726	781	603	721	733
33	UHE Marimondo	642	664	715	671	735	578	603	747	672	694	655	796	654	793	662
34	UHE Água Vermelha	790	873	894	819	859	718	860	945	769	885	814	833	812	903	833
35	Res. Ponte Nova	697	671	813	767	784	694	717	854	707	707	799	723	715	717	782
36	Res. Billings	694	667	809	763	780	691	714	850	703	703	794	719	712	713	779

N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
37	Res. Guarapiranga	695	669	811	764	781	692	715	851	704	705	796	721	713	715	780
38	Res. Edgard de Souza	697	670	812	766	783	693	716	853	706	706	798	723	714	717	782
39	UHE Barra Bonita	712	737	824	788	778	730	786	909	717	761	800	839	655	808	752
40	UHE Bariri	715	740	828	793	781	735	789	913	721	763	804	844	659	812	756
41	UHE Ibitinga	640	668	609	597	679	589	632	739	562	626	567	575	425	861	532
42	UHE Promissão	643	671	611	600	682	591	635	744	563	628	570	579	427	866	535
43	UHE Nova Avanhandava	644	672	612	601	683	592	635	746	563	628	571	580	427	868	536
44	UHE Três Irmãos	776	862	886	807	849	709	851	931	761	873	805	824	804	892	822
45	UHE Jurumirim	944	873	924	948	941	945	1046	1335	1337	935	934	954	952	1080	964
46	UHE Piraju		873	924	948	941	945	1046	1335	1337	935	934	953	952	1080	964
47	UHE Chavantes	943	870	922	946	939	943	1044	1333	1335	933	932	951	950	1078	962
48	UHE Ourinhos					937	941	1042	1331	1364	931	930	950	949	1077	960
49	UHE Salto Grande	944	870	922	947	940	943	1044	1333	1366	933	933	952	951	1079	962
50	UHE Canoas II	943	869	920	946	938	942	1043	1332	1345	932	931	950	950	1078	961
51	UHE Canoas I	943	868	920	945	938	941	1042	1332	1344	931	931	950	949	1077	960
52	UHE Mauá												942	940	1068	952
53	UHE Capivara	641	678	648	628	680	629	669	823	612	579	663	718	681	798	642
54	UHE Taquaruçu	640	677	648	627	680	629	669	824	611	579	663	718	682	799	641
55	UHE Rosana	790	873	894	819	859	718	860	945	769	885	814	833	812	903	833



N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
56	UHE Foz do Areia	832	795	736	895	881	1121	1072	1059	974	942	1034	1004	1037	1058	1074
57	UHE Segredo	828	790	730	889	877	1117	1067	1053	968	936	1029	999	1032	1054	1069
58	UHE Santa Clara PR					889	1129	1082	1068	984	952	1044	1014	1046	1067	1084
59	UHE Fundão						1123	1075	1061	977	944	1037	1007	1039	1061	1077
60	Res. Jordão	829	791	731	890	877	1118	1068	1054	969	937	1030	999	1033	1054	1069
61	UHE Salto Santiago	825	805	844	780	795	828	826	873	847	911	833	937	966	997	955
62	UHE Salto Osório	893	942	891	908	966	965	864	922	945	964	845	963	978	1045	1091
63	UHE Salto Caxias	890	939	887	905	963	962	861	919	942	961	842	959	975	1042	1088
64	UHE Ilha Solteira	781	865	889	810	852	712	854	935	763	877	808	826	806	896	825
65	UHE Jupia	774	859	885	805	847	707	849	928	759	871	802	822	802	890	819
66	UHE Porto Primavera	823	848	851	762	861	785	871	967	842	956	1004	872	1095	1143	868
67	UHE Itaipu	888	936	884	902	960	960	857	916	940	958	840	956	973	1040	1085

Fonte: Do autor (2018).

**ANEXO D – Evaporação líquida (mm.ano<sup>-1</sup>) de 2002 a 2016 dos reservatórios do SIN na RH do Paraná.**

N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	UHE Batalha														846	786
2	UHE Serra do Facão										895	891	869	1012	961	1023
3	UHE Emborcação	985	863	839	864	811	977	908	728	950	894	888	870	1009	962	1023
4	UHE Nova Ponte	838	814	820	815	780	945	757	656	790	746	692	602	864	659	824
5	UHE Miranda	839	813	821	815	782	947	756	659	792	747	693	603	866	659	824
6	UHE Capim Branco 1						988	905	727	949	889	895	870	1013	963	1017
7	UHE Capim Branco 2							907	728	950	891	894	871	1014	964	1020
8	UHE Corumbá IV						697	647	412	602	601	577	554	572	627	713
9	UHE Corumbá III									736	749	770	653	830	858	792
10	UHE Corumbá I	891	841	794	869	676	962	829	634	890	828	775	766	874	862	908
11	UHE Itumbiara	950	765	786	789	731	982	774	712	987	789	921	811	946	804	908
12	UHE Cachoeira Dourada	825	704	737	732	632	907	726	529	764	742	806	706	857	702	811
13	UHE São Simão	826	707	735	732	635	907	722	525	755	741	807	706	860	698	813
14	UHE Espora						805	675	644	802	721	700	681	763	704	770
15	UHE Caçu										712	686	674	751	695	765
16	UHE Barra dos Coqueiros										712	686	674	752	696	765
17	UHE Foz do Rio Claro										741	809	706	861	698	812

N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
18	UHE Salto										712	686	674	751	695	765
19	UHE Salto Rio Verdinho										740	807	706	860	698	812
20	UHE Camargos	653	621	499	531	575	707	514	496	673	645	618	545	819	618	601
21	UHE Itutinga	648	614	496	523	571	705	506	488	669	644	620	537	812	603	596
22	UHE Funil Grande			496	524	571	704	509	489	671	645	620	540	809	604	598
23	UHE Furnas	649	618	495	526	572	699	512	488	669	645	617	544	804	605	600
24	UHE Peixoto	796	697	612	664	659	791	643	604	731	694	775	674	921	721	741
25	UHE Estreito	796	698	613	665	657	790	645	608	729	694	775	677	918	726	742
26	UHE Jaguará	843	809	827	819	779	946	752	668	791	752	699	606	872	663	824
27	UHE Igarapava	849	803	833	816	776	957	746	682	804	757	703	604	871	668	814
28	UHE Volta Grande	845	809	829	820	780	946	752	670	791	754	700	607	873	665	825
29	UHE Porto Colômbia	1019	951	905	958	895	1100	933	854	1005	952	1068	837	1068	882	995
30	UHE Caconde	455	476	345	367	443	539	405	222	465	484	497	361	664	411	403
31	UHE Euclides da Cunha	731	804	683	633	570	792	658	594	805	750	853	698	1036	759	741
32	UHE Limoeiro	733	806	685	636	573	793	660	596	806	752	856	699	1054	762	742
33	UHE Marimbondo	1023	955	909	960	897	1103	936	857	1007	955	1073	840	1068	885	997
34	UHE Água Vermelha	947	792	794	875	851	976	809	738	900	818	979	854	911	788	824
35	Res. Ponte Nova	596	624	409	501	508	603	480	359	517	508	529	472	711	565	468
36	Res. Billings	600	607	411	498	514	598	480	358	516	519	530	475	668	536	475

N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
37	Res. Guarapiranga	610	618	416	498	514	605	492	360	522	532	532	473	682	536	487
38	Res. Edgard de Souza	595	601	406	492	503	594	480	361	511	509	528	470	662	537	472
39	UHE Barra Bonita	697	631	506	549	590	623	525	401	625	575	662	501	811	553	588
40	UHE Bariri	695	629	504	547	589	622	524	399	624	575	659	499	808	551	586
41	UHE Ibitinga	872	828	835	835	812	889	773	668	878	810	891	742	995	481	696
42	UHE Promissão	877	832	840	838	815	895	777	669	882	816	896	746	998	482	698
43	UHE Nova Avanhandava	876	831	840	838	816	895	777	669	883	815	894	745	1000	481	698
44	UHE Três Irmãos	948	790	789	874	847	971	805	739	893	817	975	851	905	791	822
45	UHE Jurumirim	574	596	555	510	567	578	445	119	8	526	651	489	589	409	505
46	UHE Piraju		598	554	511	567	578	444	120	10	526	652	490	592	409	507
47	UHE Chavantes	574	595	556	510	564	578	444	121	7	526	650	491	588	411	504
48	UHE Ourinhos					577	588	454	114	1	536	654	496	599	400	527
49	UHE Salto Grande	582	612	562	525	580	594	460	110	8	544	653	499	602	397	547
50	UHE Canoas II	579	606	558	516	576	585	451	119	12	532	655	494	598	406	520
51	UHE Canoas I	579	605	558	515	573	583	450	121	8	531	655	493	596	411	516
52	UHE Mauá												487	586	411	503
53	UHE Capivara	1013	923	950	929	912	996	909	759	883	890	989	846	946	796	930
54	UHE Taquaruçu	1016	925	950	931	915	997	910	763	881	895	991	846	950	799	934
55	UHE Rosana	847	726	713	727	762	858	721	622	782	687	905	764	804	719	738

N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
56	UHE Foz do Areia	328	349	422	260	271	19	14	71	119	118	134	125	139	83	15
57	UHE Segredo	331	352	422	264	275	18	15	78	122	120	137	125	146	85	21
58	UHE Santa Clara PR					279	21	13	80	122	117	142	126	151	81	26
59	UHE Fundão						18	12	84	124	121	142	127	152	81	28
60	Res. Jordão	328	353	425	262	273	22	15	78	125	118	142	129	149	84	24
61	UHE Salto Santiago	423	514	543	593	596	489	517	436	448	411	600	388	409	306	309
62	UHE Salto Osório	396	357	486	478	455	385	473	410	307	317	565	353	384	251	128
63	UHE Salto Caxias	396	355	487	479	454	387	473	410	306	316	566	353	388	252	126
64	UHE Ilha Solteira	948	791	791	875	848	973	807	739	895	818	976	852	906	792	823
65	UHE Jupia	949	791	787	873	849	970	805	740	894	817	977	850	909	787	824
66	UHE Porto Primavera	811	754	757	786	762	794	712	601	710	618	716	726	523	481	705
67	UHE Itaipu	398	358	489	482	456	387	475	412	308	319	567	355	388	255	128

Fonte: Do autor (2018).

**ANEXO E – Pegada hídrica Bruta (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>) de 2002 a 2016 das usinas hidrelétricas do SIN na RH do Paraná.**

N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	UHE Batalha														217	435
2	UHE Serra do Facão										110	71	134	79	130	158
3	UHE Emborcação	61	42	41	33	29	31	43	39	39	47	29	47	36	58	67
4	UHE Nova Ponte	104	61	120	91	77	64	62	60	61	66	53	75	67	78	71
5	UHE Miranda	21	12	20	14	12	11	10	10	11	12	11	17	18	20	16
6	UHE Capim Branco 1						9	8	8	9	9	8	13	13	15	12
7	UHE Capim Branco 2							18	16	18	18	16	26	28	30	25
8	UHE Corumbá IV						103	107	96	134	114	129	110	115	206	180
9	UHE Corumbá III									91	72	87	72	80	140	162
10	UHE Corumbá I	14	14	11	12	9	11	12	11	14	12	11	12	12	15	17
11	UHE Itumbiara	54	38	41	38	27	30	31	38	32	36	26	44	33	47	51
12	UHE Cachoeira Dourada	13	10	10	9	7	8	9	11	9	10	9	13	12	16	16
13	UHE São Simão	28	25	23	24	22	24	21	26	25	23	21	25	24	29	33
14	UHE Espora						47	46	54	52	44	46	41	48	49	44
15	UHE Caçu										21	19	17	20	20	21
16	UHE Barra dos Coqueiros										24	22	20	24	23	24
17	UHE Foz do Rio Claro										10	10	9	10	9	10
18	UHE Salto										37	41	36	43	43	42



N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
38	Res. Edgard de Souza															
39	UHE Barra Bonita	181	223	181	193	204	186	170	169	154	149	185	177	374	258	165
40	UHE Bariri	41	43	36	38	42	39	33	31	32	30	37	33	65	42	31
41	UHE Ibitinga	69	78	64	66	73	68	62	57	70	59	66	65	90	71	50
42	UHE Promissão	195	213	193	198	218	196	180	166	152	145	168	148	312	212	126
43	UHE Nova Avanhandava	61	65	62	60	67	57	55	54	70	75	60	45	88	62	41
44	UHE Três Irmãos	120	133	165	166	130	144	125	107	98	92	101	178	223	200	125
45	UHE Jurumirim	300	376	381	363	305	364	332	289	227	299	275	293	347	341	246
46	UHE Piraju		10	11	12	13	14	13	11	9	12	11	12	14	14	10
47	UHE Chavantes	81	73	79	83	82	111	88	72	58	86	74	79	88	98	64
48	UHE Ourinhos					8	10	8	8	7	8	11	8	8	9	7
49	UHE Salto Grande	10	11	10	10	10	12	11	10	9	9	10	10	10	11	9
50	UHE Canoas II	20	19	20	22	24	26	23	24	21	21	20	19	24	23	17
51	UHE Canoas I	21	20	21	21	24	26	22	23	19	22	25	18	23	23	18
52	UHE Mauá												13	16	12	12
53	UHE Capivara	72	66	70	66	71	72	65	61	57	58	58	62	59	55	60
54	UHE Taquaruçu	16	15	16	16	18	18	17	13	11	14	15	13	15	14	11
55	UHE Rosana	50	48	52	49	58	55	52	44	41	46	50	42	50	44	38
56	UHE Foz do Areia	7	8	7	7	11	7	6	7	5	5	7	5	5	5	5



N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
57	UHE Segredo	4	5	4	5	7	4	4	5	3	3	4	3	3	3	3
58	UHE Santa Clara PR					14	10	8	11	8	7	11	8	8	7	7
59	UHE Fundão						1,2	1,1	1,3	0,9	0,9	1,4	0,9	1,0	0,9	0,9
60	Res. Jordão															
61	UHE Salto Santiago	10	10	11	11	14	10	9	10	8	8	10	8	9	10	9
62	UHE Salto Osório	4	5	5	5	7	5	4	4	3	3	4	3	3	3	3
63	UHE Salto Caxias	8	9	9	9	15	9	8	9	7	6	10	7	7	7	6
64	UHE Ilha Solteira	39	33	34	32	28	29	29	32	31	31	32	35	39	44	40
65	UHE Jupia	19	17	17	17	15	16	15	16	16	17	17	18	21	23	19
66	UHE Porto Primavera	102	95	91	86	81	84	81	83	82	81	86	88	104	110	91
67	UHE Itaipu	6	5	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	4

Fonte: Do autor (2018).

**ANEXO F – Pegada hídrica Líquida (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>) de 2002 a 2016 das usinas hidrelétricas do SIN na RH do Paraná.**

N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	UHE Batalha														109	198
2	UHE Serra do Facão										62	41	74	48	78	100
3	UHE Emborcação	37	23	23	18	15	19	25	19	23	27	17	26	22	35	43
4	UHE Nova Ponte	53	31	62	46	38	38	31	26	30	31	22	29	35	32	37
5	UHE Miranda	11	6	10	7	6	7	5	4	5	6	4	6	9	8	8
6	UHE Capim Branco 1						5	5	4	5	5	4	7	8	9	8
7	UHE Capim Branco 2							10	8	10	10	9	14	17	18	16
8	UHE Corumbá IV						46	46	28	52	46	51	41	44	84	84
9	UHE Corumbá III									39	32	40	28	38	70	74
10	UHE Corumbá I	8	8	6	7	4	7	6	5	8	6	6	6	7	8	10
11	UHE Itumbiara	30	18	19	18	12	18	16	17	19	18	14	22	18	23	27
12	UHE Cachoeira Dourada	6,4	4,5	4,3	3,9	2,9	4,4	4,0	3,5	4,2	4,6	4,0	5,4	5,8	6,4	7,3
13	UHE São Simão	13	11	11	11	9	13	9	8	11	10	10	11	12	12	15
14	UHE Espora						25	21	23	27	21	21	19	24	22	22
15	UHE Caçu										10	9	8	10	9	10
16	UHE Barra dos Coqueiros										11	10	9	12	10	12
17	UHE Foz do Rio Claro										4,5	4,5	3,7	4,9	3,9	4,9



N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
37	Res. Guarapiranga															
38	Res. Edgard de Souza															
39	UHE Barra Bonita	89	103	69	79	88	86	68	52	72	64	84	66	207	105	72
40	UHE Bariri	20	20	14	16	18	18	13	9	15	13	17	12	36	17	14
41	UHE Ibitinga	40	43	37	38	39	41	34	27	43	33	40	37	63	25	28
42	UHE Promissão	112	118	112	115	119	118	99	79	93	82	103	84	219	76	71
43	UHE Nova Avanhandava	35	36	36	35	36	35	30	26	43	43	36	25	62	22	23
44	UHE Três Irmãos	66	64	78	86	65	83	61	47	53	44	55	90	118	94	62
45	UHE Jurumirim	113	153	143	127	115	138	99	24	1	108	113	99	133	94	84
46	UHE Piraju		4	4	4	5	5	4	0,9	0,1	4	5	4	5	4	3
47	UHE Chavantes	31	30	30	29	31	42	26	6	0,3	31	30	27	33	27	22
48	UHE Ourinhos					3	4	2	0,6	0,01	3	5	3	3	2	2
49	UHE Salto Grande	4	5	4	3	4	5	3	0,8	0,1	3	4	3	4	3	3
50	UHE Canoas II	8	8	8	8	9	10	7	2	0,2	8	8	6	9	6	6
51	UHE Canoas I	8	8	8	8	9	10	7	2	0,1	8	10	6	9	6	6
52	UHE Mauá												5	6	3	4
53	UHE Capivara	44	38	42	39	40	44	37	29	34	35	35	33	34	28	35
54	UHE Taquaruçu	10	9	10	9	11	11	10	6	7	8	9	7	9	7	6
55	UHE Rosana	26	22	23	23	27	30	24	18	21	20	26	20	25	20	18

N	Nome	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
56	UHE Foz do Areia	2,1	2,4	2,7	1,7	2,6	0,1	0,1	0,4	0,5	0,5	0,7	0,6	0,6	0,3	0,1
57	UHE Segredo	1,3	1,4	1,6	1,0	1,7	0,1	0,05	0,3	0,4	0,3	0,5	0,4	0,4	0,3	0,1
58	UHE Santa Clara PR					3	0,2	0,1	0,7	0,9	0,8	1,4	0,9	1,0	0,5	0,2
59	UHE Fundão						0,02	0,01	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,02
60	Res. Jordão															
61	UHE Salto Santiago	3	4	4	5	6	4	4	3	3	2	4	2	3	2	2
62	UHE Salto Osório	1,3	1,3	1,6	1,7	2,3	1,4	1,4	1,4	0,8	0,8	1,8	0,9	0,9	0,6	0,3
63	UHE Salto Caxias	2	2	3	3	5	3	3	3	2	2	4	2	2	1	0,6
64	UHE Ilha Solteira	21	16	16	17	14	17	14	14	17	15	17	18	21	20	20
65	UHE Jupia	10	8	8	9	8	9	8	7	9	8	9	9	11	11	9
66	UHE Porto Primavera	50	45	43	44	38	42	37	32	38	32	36	40	33	33	41
67	UHE Itaipu	1,8	1,5	2,0	2,0	1,8	1,6	1,8	1,7	1,3	1,3	2,1	1,3	1,5	1,0	0,5

Fonte: Do autor (2018).

**ANEXO G1 – Pegada hídrica bruta e líquida de 2002 a 2016 da geração hidrelétrica do SIN na bacia hidrográfica do rio Paranaíba.**

<b>Ano</b>	<b>Evaporação (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Evaporação Líquida (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Geração (TJ.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Bruta (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Líquida (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>
2002	3.267	1.782	86.034	38	21
2003	3.348	1.687	110.857	30	15
2004	3.645	1.838	115.918	31	16
2005	3.802	1.872	125.855	30	15
2006	3.734	1.740	144.094	26	12
2007	4.128	2.396	151.138	27	16
2008	3.683	1.886	137.042	27	14
2009	3.845	1.598	128.343	30	12
2010	4.122	2.149	136.040	30	16
2011	4.443	2.270	141.487	31	16
2012	4.277	2.124	165.081	26	13
2013	3.872	1.858	113.501	34	16
2014	3.757	2.001	118.052	32	17
2015	3.727	1.798	92.357	40	19
2016	4.122	2.205	95.986	43	23
<b>Mediana</b>	<b>3.802</b>	<b>1.872</b>	<b>125.855</b>	<b>30</b>	<b>16</b>

Fonte: Do autor (2018).

**ANEXO G2 – Pegada hídrica bruta e líquida de 2002 a 2016 da geração hidrelétrica do SIN na bacia hidrográfica do rio Grande.**

<b>Ano</b>	<b>Evaporação (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Evaporação Líquida (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Geração (TJ.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Bruta (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Líquida (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>
2002	4.568	2.363	81.669	56	29
2003	4.653	2.272	113.566	41	20
2004	4.633	2.105	109.026	42	19
2005	4.815	2.248	126.891	38	18
2006	4.519	2.115	128.617	35	16
2007	4.790	2.654	126.294	38	21
2008	4.489	2.064	124.665	36	17
2009	4.796	2.010	146.250	33	14
2010	4.687	2.426	138.265	34	18
2011	4.803	2.381	134.706	36	18
2012	4.545	2.260	145.248	31	16
2013	4.258	1.963	104.238	41	19
2014	3.721	2.020	66.795	56	30
2015	3.694	1.712	49.827	74	34
2016	4.549	2.252	97.223	47	23
<b>Mediana</b>	<b>4.568</b>	<b>2.248</b>	<b>124.665</b>	<b>38</b>	<b>19</b>

Fonte: Do autor (2018).

**ANEXO G3 – Pegada hídrica bruta e líquida de 2002 a 2016 da geração hidrelétrica do SIN na bacia hidrográfica do rio Tietê.**

<b>Ano</b>	<b>Evaporação (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Evaporação Líquida (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Geração (TJ.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Bruta (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Líquida (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>
2002	3.192	1.753	26.599	120	66
2003	3.106	1.590	23.439	133	68
2004	3.046	1.515	23.135	132	65
2005	3.067	1.612	22.735	135	71
2006	3.107	1.568	23.766	131	66
2007	3.106	1.757	24.516	127	72
2008	3.004	1.491	26.298	114	57
2009	3.023	1.294	28.897	105	45
2010	3.043	1.682	28.819	106	58
2011	3.095	1.570	30.759	101	51
2012	3.182	1.758	29.512	108	60
2013	2.976	1.502	24.700	120	61
2014	2.888	1.736	14.613	198	119
2015	2.700	1.108	18.190	148	61
2016	2.895	1.480	28.928	100	51
<b>Mediana</b>	<b>3.046</b>	<b>1.570</b>	<b>24.700</b>	<b>120</b>	<b>61</b>

**Fonte:** Do autor (2018).



**ANEXO G4 – Pegada hídrica bruta e líquida de 2002 a 2016 da geração hidrelétrica do SIN na bacia hidrográfica do rio Paranapanema.**

<b>Ano</b>	<b>Evaporação (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Evaporação Líquida (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Geração (TJ.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Bruta (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Líquida (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>
2002	2.671	1.297	42.506	63	31
2003	2.563	1.234	44.498	58	28
2004	2.583	1.216	41.879	62	29
2005	2.543	1.162	41.798	61	28
2006	2.482	1.144	38.726	64	30
2007	2.598	1.286	37.943	68	34
2008	2.566	1.093	41.812	61	26
2009	2.574	690	47.836	54	14
2010	2.415	723	51.278	47	14
2011	2.543	1.178	45.576	56	26
2012	2.621	1.299	47.600	55	27
2013	2.639	1.156	56.604	47	20
2014	2.548	1.192	50.361	51	24
2015	2.556	944	55.039	46	17
2016	2.758	1.246	64.885	43	19
<b>Mediana</b>	<b>2.566</b>	<b>1.178</b>	<b>45.576</b>	<b>56</b>	<b>26</b>

Fonte: Do autor (2018).

**ANEXO G5 – Pegada hídrica bruta e líquida de 2002 a 2016 da geração hidrelétrica do SIN na bacia hidrográfica do rio Iguaçu.**

<b>Ano</b>	<b>Evaporação (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Evaporação Líquida (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Geração (TJ.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Bruta (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Líquida (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>
2002	730	221	104.780	7	2,1
2003	706	230	92.107	8	2,5
2004	766	279	104.291	7	2,7
2005	762	245	100.110	8	2,5
2006	724	234	63.607	11	3,7
2007	758	177	102.869	7	1,7
2008	735	187	116.808	6	1,6
2009	733	159	104.476	7	1,5
2010	750	185	140.786	5	1,3
2011	766	172	148.226	5	1,2
2012	770	255	108.962	7	2,3
2013	738	169	135.024	5	1,3
2014	757	182	136.324	6	1,3
2015	726	111	134.967	5	0,8
2016	751	95	146.485	5	0,6
<b>Mediana</b>	<b>745</b>	<b>193</b>	<b>108.962</b>	<b>7</b>	<b>1,6</b>

**Fonte:** Do autor (2018).

**ANEXO G6 – Pegada hídrica bruta e líquida de 2002 a 2016 da geração hidrelétrica do SIN na cascata de usinas da calha do rio Paraná.**

<b>Ano</b>	<b>Evaporação (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Evaporação Líquida (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Geração (TJ.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Bruta (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Líquida (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>
2002	7.415	3.493	410.888	18	9
2003	7.267	3.113	443.985	16	7
2004	7.411	3.294	446.277	17	7
2005	7.304	3.447	444.512	16	8
2006	7.518	3.333	476.827	16	7
2007	7.321	3.494	464.271	16	8
2008	7.265	3.196	478.187	15	7
2009	7.255	2.800	460.218	16	6
2010	7.118	3.109	441.963	16	7
2011	7.283	2.840	464.595	16	6
2012	7.787	3.581	491.459	16	7
2013	7.205	3.122	476.064	15	7
2014	7.047	2.690	415.685	17	6
2015	6.826	2.200	407.121	17	5
2016	7.114	2.774	481.486	15	6
<b>Mediana</b>	<b>7.267</b>	<b>3.122</b>	<b>460.218</b>	<b>16</b>	<b>7</b>

Fonte: Do autor (2018).

**ANEXO G7 – Pegada hídrica bruta e líquida de 2002 a 2016 da geração hidrelétrica do SIN na Região Hidrográfica do Paraná.**

<b>Ano</b>	<b>Evaporação (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Evaporação Líquida (hm<sup>3</sup>.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Geração (TJ.ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Bruta (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>	<b>PH Líquida (m<sup>3</sup>.GJ<sup>-1</sup>)</b>
2002	21.843	10.909	752.475	29	14
2003	21.644	10.126	828.452	26	12
2004	22.085	10.247	840.526	26	12
2005	22.293	10.587	861.901	26	12
2006	22.084	10.134	875.638	25	12
2007	22.701	11.764	907.031	25	13
2008	21.743	9.917	924.812	24	11
2009	22.224	8.551	916.021	24	9
2010	22.134	10.274	937.150	24	11
2011	22.932	10.412	965.348	24	11
2012	23.182	11.276	987.862	23	11
2013	21.688	9.769	910.132	24	11
2014	20.719	9.821	801.830	26	12
2015	20.229	7.874	757.503	27	10
2016	22.189	10.052	914.992	24	11
<b>Mediana</b>	<b>22.085</b>	<b>10.134</b>	<b>907.031</b>	<b>25</b>	<b>11</b>

Fonte: Do autor (2018).