



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM**  
**ENGENHARIA MECÂNICA**

**UMA METODOLOGIA SOBRE ESTRATÉGIAS**  
**DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA PARA**  
**USINAS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES**  
**INSTALADAS SOBRE RESERVATÓRIOS DE**  
**USINAS HIDRELÉTRICAS**

**BRUNO UDE TODDE FONSECA VALADARES**

**Belo Horizonte, 30 de Junho de 2017**

Bruno Ude Todde Fonseca Valadares

**UMA METODOLOGIA SOBRE ESTRATÉGIAS  
DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA PARA  
USINAS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES  
INSTALADAS SOBRE RESERVATÓRIOS DE  
USINAS HIDRELÉTRICAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Área de Concentração: Energia e Sustentabilidade

Orientador: Prof. Dr. Matheus Pereira Porto

Universidade Federal de Minas Gerais

Belo Horizonte

Escola de Engenharia da UFMG

2017



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM**  
**ENGENHARIA MECÂNICA**

Av. Antônio Carlos, 6627 - Campus Universitário

31270-901 - Belo Horizonte - MG

Tel.: +55 31 3409.5145

E-mail: [cpgmec@demec.ufmg.br](mailto:cpgmec@demec.ufmg.br)

**"UMA METODOLOGIA SOBRE ESTRATÉGIAS DE  
GERENCIAMENTO DE ENERGIA PARA USINAS FOTOVOLTAICAS  
FLUTUANTES INSTALADAS SOBRE RESERVATÓRIOS DE USINAS  
HIDRELÉTRICAS"**

**BRUNO UDE TODDE FONSECA VALADARES**

Dissertação submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de "Mestre em Engenharia Mecânica", na área de concentração de "Energia e Sustentabilidade".

Dissertação aprovada no dia 30 de junho de 2017.

Por:

**Prof. Matheus Pereira Porto**

Orientador - Departamento de Engenharia Mecânica/UFMG

**Prof. Márcio Fonte Boa Cortez**

Departamento de Engenharia Mecânica/UFMG

**Prof.ª Wadaed Uturbey da Costa**

Departamento de Engenharia Elétrica/UFMG

*Dedico este trabalho aos meus pais, Cássio e Júnia, ao meu irmão, Gabriel, à minha Tia, Renata, e aos meus avós, Giovanni e Elizabeth.*

# Agradecimentos

O caminho foi bastante longo, muitas vezes, pensei que a vitória não viria, e eis que ela veio. Ao dizer isso, é impossível não me recordar da mensagem proferida pelo ex-jogador de basquete, Michael Thomas Jordan, em que ele definiu o sucesso como consequência dos inúmeros fracassos e falhas ao longo da sua carreira.

Primeiramente, agradeço a Deus por mais essa conquista. Nos momentos mais delicados dessa caminhada, o Senhor foi onipresente;

à minha família, por todos os ensinamentos dados nesses 27 anos de vida. Se cheguei até aqui, vocês são inteiramente responsáveis por isso. Foram incontáveis as trocas de experiências, amor, sabedoria... Vocês foram fundamentais: mãe (Júnia), pai (Cássio), irmão (Gabriel), tia (Renata), Avós (Elizabeth e Giovanni), e demais familiares;

ao meu orientador, Matheus Porto, pelos inúmeros conselhos, ensinamentos, e pela sua participação ativa na minha formação;

aos amigos do LabTerm, Rafael, João, Maury, Tomás, Alessandro, Daniel, Bruno e Ramon que além de participarem do meu dia-a-dia, contribuíram de forma direta para a realização deste trabalho.

*“O Futuro pertence àqueles que acreditam nas belezas de seus sonhos.”*  
*Eleanor Roosevelt*

# Resumo

Este trabalho apresenta estratégias de gerenciamento hídrico energético para Usinas Hidrelétricas (UHE) combinadas com usinas fotovoltaicas flutuantes. A combinação entre UHE e Usina Solar Fotovoltaica Flutuante (UFVF) apresenta vantagens técnicas, como a redução da temperatura dos painéis, devido ao arrefecimento causado pelo contato com a água, e vantagens comerciais, devido à economia com a aquisição de terrenos para a instalação dos painéis. Uma possibilidade economicamente atrativa é a conexão da UFVF diretamente à subestação existente na UHE, entretanto, essa alternativa pode não ser possível em decorrência de limitações de engenharia (infraestrutura já existente da UHE). Além disto, é importante que sejam examinadas as variáveis operacionais da UHE, características do reservatório, condições ambientais, e planejamento energético (curto e longo prazo). Em períodos de longa estiagem, por exemplo, pode-se utilizar a energia dos painéis para alimentar um sistema *Pumped Hydroelectric Energy Storage* (PHES), visando a disponibilidade de geração em longo prazo, e ao mesmo tempo aumentando a confiabilidade da geração de energia fotovoltaica. Visando aprofundar nessa discussão, o presente trabalho apresenta uma metodologia para indicar qual solução é a mais indicada. O critério utilizado como referência é o atendimento da Garantia Física (*GF*) da usina. Como exemplo de aplicação dessa metodologia, foi realizado um estudo de caso para uma usina hidrelétrica em operação. Dados de condições ambientais e de operação foram utilizados para alimentar modelos matemáticos da UFVF e do sistema de bombeamento, visando determinar a energia adicional gerada e o nível do reservatório, para as alternativas de ligação direta à rede e do uso de um PHES. Um aspecto bastante abordado na literatura refere-se à diminuição da evaporação de água do reservatório devido ao cobrimento da superfície pelos painéis flutuantes, porém, para o caso analisado, esse efeito não mostrou-se representativo. As duas estratégias de gerenciamento apresentaram ganhos satisfatórios para o potencial de geração da UHE isolada, onde através da conexão direta à subestação, a menor área simulada ( $54.000 m^2$ ) foi capaz de dobrar o percentual de permanência acima da *GF*. A segunda estratégia de gestão não apresentou o mesmo sucesso em termos de atendimento da *GF*, para a UHE avaliada, porém apresenta-se como uma solução promissora em períodos críticos, como os de crise hídrica, pois além de oferecer um acréscimo no potencial de geração, disponibiliza maior capacidade de controle no atendimento às demandas em longo prazo, e aos períodos de pico de demanda energética. Mediante regras de comercialização de energia do Setor Elétrico Brasileiro, ambas estratégias apresentaram retornos econômicos operacionais, em razão da comercialização de energia, próximos a R\$ 40.000.000,00 para o período analisado (2010-2015).

**Palavras-chaves:** Usina hidrelétrica, usina solar fotovoltaica flutuante, sistema de bombeamento, armazenamento de energia, garantia física.

# Abstract

This paper presents a methodology on hydric and energy management strategies for hydropower plants (HPP) combined with floating photovoltaic (PV) power plants. The combination of both power plants has technical advantages, such as the reduction of photovoltaic panel temperature, due to the cooling caused by proximity to water, and also commercial advantages, due to the savings caused by the non-use of land for the installation of the PV power plant. An economically attractive possibility is the connection of the photovoltaic power plant directly to an existing substation in the HPP, however, this alternative may not be possible by reasons of engineering limitations. In addition, it is important that the operational variables of the HPP be examined, for instance, reservoir characteristics, environmental conditions, and energy planning (short and long term). In long dry periods, for example, the electric energy from the PV panels can be used to power the Pumped Hydroelectric Energy Storage (PHES) system, aiming for the long-term generation availability, while at the same time smoothing the intermittent photovoltaic energy production. Aiming to deepen this discussion, this work presents a methodology to indicate which solution is the most indicated. The criteria used as reference is the fulfillment of the physical guarantee ( $PG$ ) of the plant. As an example of application of this methodology, a case study was carried out for a hydroelectric power plant in operation. Environmental and operational conditions data were used on the mathematical models of the floating photovoltaic plant and the pumping system, in order to determine the additional energy generated and the level of the reservoir, for the alternatives of direct connection to the electric grid and the use of a PHES. A very discussed aspect in the literature refers to the decrease of the water evaporation from reservoir as a consequence of the surface covering by the floating panels, however, for the analyzed case, this effect was not representative. The two management strategies presented satisfactory achievements for the generation potential of the isolated HPP, where through the direct connection to the substation, the smallest simulated area ( $54.000m^2$ ) was able to double the percentage of permanence above  $PG$ . The second management strategy did not show the same success in terms of  $PG$  service for the evaluated HPP, but it presents itself as a promising solution in critical periods, such as those of water crisis, as well as offering an increase in generation potential, provides greater control capacity in meeting the long-term demands, and peak periods of energy demand. According to Brazilian Electric Sector (SEB) energy trading rules, both strategies presented commercial financial returns close to R\$ 40.000.000,00 for the period analyzed (2010-2015).

**Key-words:** Hydropower plants, floating solar photovoltaic power plant, pumping system, energy storage, physical guarantee.



# Lista de ilustrações

Figura 1 – Participação das fontes geradoras na potência total instalada do Brasil. Fonte: (ANEEL, 2017a). Usina Hidrelétrica - UHE; Usina Termelétrica - UTE; Usina Térmica Nuclear - UTN; Central Geradora Hidrelétrica - CGH; Usina Eólica - EOL; Pequena Central Hidrelétrica - PCH; Usina Solar Fotovoltaica - UFV. . . . .	4
Figura 2 – Participação das fontes geradoras na produção de energia do Brasil e respectivo consumo no período de 2010 a 2015. Fonte: (ANEEL, 2017b).	5
Figura 3 – Estrutura institucional do Setor Elétrico Brasileiro. Fonte: (ONS, 2017).	6
Figura 4 – Valoração do <i>PLD</i> para o Sudeste brasileiro e da <i>TEO</i> praticada no MRE no período de 2010 a 2015. Fonte: (CCEE, 2017; ANEEL, 2017c)	8
Figura 5 – Percentual de energia armazenada em relação à capacidade máxima de armazenamento do subsistema SE/CO no período de 1998 a 2015. Fonte: (ONS, 2017a). . . . .	9
Figura 6 – Esquema geral de uma UHE. Fonte: Adaptado de: (FILHO, 2013) . . .	9
Figura 7 – Principais componentes de um sistema fotovoltaico flutuante (1 = plataforma flutuante, 2 = estrutura de apoio, 3 = acoplamentos articulados, 4 = acoplamentos flexíveis, 5 = cordas e 6 = sistema de ancoragem rígida). Adaptado de: (SANTAFE et al., 2014) . . . . .	15
Figura 8 – Usina solar fotovoltaica flutuante. Fonte: (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). . . . .	16
Figura 9 – Complementariedade média anual entre energia solar e vazão natural afluente para uma bacia da região sudeste do Brasil - região de interesse para o estudo de caso realizado. Fonte: (ANA, 2016) . . . . .	19
Figura 10 – Série histórica de vazão afluente natural mensal da bacia que abastece o reservatório da UHE em estudo. Fonte: (ONS, 2016). . . . .	21
Figura 11 – Metodologia utilizada para determinação das áreas de painéis fotovoltaicos - Estratégia I. . . . .	24
Figura 12 – Volume de controle adotado para estimativa da vazão bombeada, onde 1 e 2 representam a entrada e a saída do volume de controle ( $R_{SUP}$ = reservatório a montante (superior), B = bomba, $R_{INF}$ = reservatório a jusante (inferior)). . . . .	25
Figura 13 – Radiação solar diária incidente nos planos horizontal e inclinado. . . . .	29
Figura 14 – Estimativa da temperatura média diária da célula fotovoltaica. . . . .	29

Figura 15 – Comportamento do fator de correção de temperatura do módulo em função da temperatura ambiente. . . . .	30
Figura 16 – Curvas de permanência da geração combinada mensal. . . . .	31
Figura 17 – Complementarização da energia hidrelétrica diária. . . . .	32
Figura 18 – Análise das perdas por evaporação do reservatório. . . . .	33
Figura 19 – Comportamento físico do reservatório impulsionado pela estratégia 2. .	34
Figura 20 – Complementarização da energia hidrelétrica diária. . . . .	35
Figura 21 – Potencial de geração proporcionado pela área $A_1$ de painéis flutuantes.	36
Figura 22 – Avaliação do cumprimento da garantia física para as estratégias I e II. .	37
Figura 23 – Retorno econômico operacional proporcionado pelas estratégias de gerenciamento. Os valores negativos correspondem ao histórico de penalizações impostas à UHE. . . . .	38

# Lista de tabelas

Tabela 1 – Capacidade instalada ( $MWp$ ) por $km^2$ de instalação. . . . .	15
Tabela 2 – Dados operacionais históricos hidrelétricos - (2010-2015). . . . .	20
Tabela 3 – Dados de projeto da usina hidrelétrica. . . . .	21
Tabela 4 – Especificações do painel fotovoltaico. Fonte: (NREL, 2016). . . . .	22
Tabela 5 – Modelamento do reservatório: coeficientes. Fonte: (CICOGNA, 2016). . . . .	26
Tabela 6 – Irradiação solar diária. . . . .	28
Tabela 7 – Energia elétrica gerada pelas áreas de painéis flutuantes simuladas. . . . .	32
Tabela 8 – Análise comparativa (qualitativa) entre as duas estratégias de gerenciamento para o sistema híbrido hidrelétrico-fotovoltaico em estudo. . . . .	35

## Lista de abreviaturas e siglas

ABRADE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
$CO_2$	Dióxido de Carbono
CP	Curva de Permanência
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FAO	<i>Food and Agriculture Organization of the United Nations</i> (Organização das Nações Unidas para a Alimentação e a Agricultura)
<i>GF</i>	Garantia Física
<i>GSF</i>	<i>Generation Scaling Factor</i> (Fator de Ajuste de Energia)
<i>IGP – M</i>	Índice Geral de Preços - Mercado
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> (Laboratório Nacional de Energia Renovável)
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PHES	<i>Pumped Hydroelectric Energy Storage</i> (Armazenamento de Energia por Bombeamento Hidráulico)
<i>PLD</i>	Preço de Liquidação das Diferenças
PV	<i>Photovoltaics</i> (Energia fotovoltaica)
ONS	Operador Nacional Sistema Elétrico
SEB	Setor Elétrico Brasileiro

SIN	Sistema Interligado Nacional
SNIS	Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento
<i>TEO</i>	Tarifa da Energia de Otimização
UFV	Usina Solar Fotovoltaica
UFVF	Usina Solar Fotovoltaica Flutuante
UHE	Usina Hidrelétrica

## Lista de símbolos

$A$	Área [ $m^2$ ]
$a$	Coefficiente empírico
$alb$	Albedo
$alt$	Altitude [ $m$ ]
$b$	Coefficiente empírico
$c$	Coefficientes característicos do reservatório
$C_f$	Fração de cobertura de nuvens
$D_{TS}$	Distância relativa Terra-Sol
$E$	Energia [ $MWmed$ ]
$e$	Pressão parcial de vapor d'água no ar [ $kPa$ ]
$Ev$	Taxa de evaporação [ $mm\ dia^{-1}$ ]
$F_{corr}$	Fator de correção de temperatura do módulo
$G$	Varição de calor armazenado no corpo d'água [ $MJ\ m^{-2}\ dia^{-1}$ ]
$g$	Aceleração da gravidade [ $9,81\ ms^{-2}$ ]
$H_T$	Radiação solar incidente sobre planos inclinados [ $MJ\ m^{-2}\ dia^{-1}$ ]
$Hb$	Queda bruta [ $m$ ]
$J$	Dia juliano
$k$	Variável binária
$k_p$	Constante de perda do conduto forçado [ $s^2\ m^{-5}$ ]
$k_{sp}$	Produtibilidade específica [ $MW\ m^{-2}\ s^{-1}$ ]
$L$	Nível [ $m$ ]
$N$	Número de meses do período
$Pmp$	Coefficiente de temperatura para potência máxima [ $Wp$ ]

$Precip$	Precipitação [ $mm$ ]
$PGF$	Percentual de permanência na garantia física [%]
$PR$	Taxa de permanência [%]
$Q$	Vazão volumétrica [ $m^3 s^{-1}$ ]
$Ra$	Radiação solar na ausência da atmosfera [ $MJ m^{-2} dia^{-1}$ ]
$Rb$	Relação entre a radiação solar incidente no plano inclinado e no horizontal
$R_L$	Saldo de irradiação [ $MJ m^{-2} dia^{-1}$ ]
$T$	Temperatura [ $^{\circ}C$ ]
$t$	Tempo [ $dia$ ]
$UR$	Umidade relativa [%]
$u$	Velocidade do vento [ $m s^{-1}$ ]
$V$	Volume [ $hm^3$ ]
$wp$	Plotagem de Weibull
$z$	Profundidade média do reservatório [ $m$ ]
$\beta$	Ângulo de inclinação do painel [ $rad$ ]
$\gamma$	Coefficiente de temperatura para máxima potência do módulo fotovoltaico [% $^{\circ}C^{-1}$ ]
$\gamma_{gua}$	Peso específico da água [ $N m^{-3}$ ]
$\Delta_{gua}$	Declividade da curva de pressão de saturação de vapor d'água no ar à temperatura da água [ $kPa ^{\circ}C^{-1}$ ]
$\Delta_{bu}$	Declividade da curva de pressão de saturação de vapor d'água no ar à temperatura de bulbo úmido [ $kPa ^{\circ}C^{-1}$ ]
$\varepsilon$	Emissividade da água
$\eta$	Eficiência [%]
$\lambda$	Calor latente de vaporização [ $MJ kg^{-1}$ ]
$\pi$	Número Pi [3, 141593]

$\rho$	Massa específica [ $kg\ m^{-3}$ ]
$\sigma$	Constante de Stefan-Boltzmann [ $4,903 \cdot 10^{-9}\ MJ\ m^{-2}\ dia^{-1}\ K^{-4}$ ]
$\tau$	Constante de tempo [ $dia$ ]
$\phi$	Latitude [ $rad$ ]
$\psi$	Constante psicométrica tempo [ $kPa\ ^\circ C^{-1}$ ]
$\omega$	Ângulo horário de nascer ou pôr do sol [ $rad$ ]

### Subscritos

<i>agua</i>	Referente à água
<i>amb</i>	Ambiente
<i>ar</i>	Referente ao ar atmosférico
<i>atm</i>	Referente à atmosfera
<i>b</i>	Direta
<i>bu</i>	Buldo úmido
<i>c</i>	Corrigida
<i>cell</i>	Célula fotovoltaica
<i>d</i>	Difusa
<i>def</i>	Defluente
<i>e</i>	Entrada
<i>eq</i>	Equilíbrio
<i>ev</i>	Evaporado
<i>gen</i>	Gerada
<i>i, j</i>	Índices auxiliares
<i>J</i>	A jusante
<i>l</i>	Líquida
<i>LT</i>	Perdas totais
<i>m</i>	Média



<i>M</i>	A montante
<i>nat</i>	Afluente natural
<i>nom</i>	Nominal
<i>p</i>	Bombeado
<i>po</i>	Ponto de orvalho
<i>PVH</i>	Energia fotovoltaica e hidrelétrica combinada
<i>ref</i>	Referência
<i>s</i>	Saída
<i>T</i>	Total
<i>turb</i>	Turbinada
<i>UFVF</i>	Solar fotovoltaica flutuante
<i>UHE</i>	Hidrelétrica

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1	Estrutura da Dissertação	3
<b>2</b>	<b>VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</b>	<b>4</b>
2.1	Panorama atual	4
2.2	Estrutura institucional	5
2.3	Aspectos regulatórios relacionados à hidreletricidade	6
2.4	Usinas Hidrelétricas	9
2.4.1	Princípios de funcionamento	9
2.4.2	Tipos de Usinas Hidrelétricas	11
2.4.3	Evaporação	12
<b>3</b>	<b>USINA SOLAR FOTOVOLTAICA FLUTUANTE</b>	<b>14</b>
3.1	Estruturas fotovoltaicas flutuantes	14
3.1.1	Componentes de um sistema fotovoltaico flutuante	14
3.1.2	Usinas em operação	14
3.2	Energia solar fotovoltaica flutuante no Brasil	16
3.2.1	Vantagens e desvantagens das instalações flutuantes	17
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>19</b>
4.1	Dados históricos locais	19
4.2	Limitações do projeto de engenharia da UHE existente	20
4.2.1	Projeto da usina solar fotovoltaica flutuante	22
4.3	Estratégias de gerenciamento	23
4.3.1	Estratégia I	23
4.3.2	Estratégia II	24
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO</b>	<b>28</b>
5.1	Projeto da Usina Solar Fotovoltaica Flutuante	28
5.2	Estratégia I	31
5.3	Estratégia II	32
5.4	Comparação entre as estratégias de gerenciamento	34
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>39</b>
	Referências	41

<b>Apêndices</b>	<b>46</b>
<b>APÊNDICE A Método de Penman-Montheith . . . . .</b>	<b>47</b>

# 1 INTRODUÇÃO

A matriz energética brasileira é predominantemente hidrelétrica, porém devido à diminuição histórica da vazão afluyente e de investimentos na diversificação dessa matriz, a representatividade média dessa fonte de geração diminuiu de 86%, nos últimos 16 anos, para 75% (REGO et al., 2017). Em consequência desse fato, medidas como o aumento do uso de fontes térmicas, e gerenciamento ótimo dos reservatórios, têm frequentemente acontecido no setor elétrico brasileiro (VALLE; AGUIAR; JR., 2009). Uma alternativa possível é a ampliação do uso de fontes de geração fotovoltaica.

No caso do Brasil, a geração fotovoltaica é uma opção tecnicamente convidativa, em decorrência do elevado nível de energia solar disponível (MIRANDA; SZKLO; SCHAEFFER, 2015). Uma característica que as fontes de geração hidrelétrica e fotovoltaica têm em comum é a necessidade de grandes áreas para instalação. Nesse sentido, os reservatórios de UHE podem ser aproveitados para instalação de UFVF (AN et al., 2015; SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). Esse modelo de solução tem vantagens econômicas: não há custo com a aquisição de terreno, em alguns casos pode-se compartilhar a subestação de elevação de tensão, o sistema de transmissão e a mão de obra para manutenção. Por estar em operação, essas áreas já possuem licenciamento ambiental, potencializando ainda mais a aplicabilidade dessa tecnologia no Brasil (STRANGUETO, 2016).

A economia com o aproveitamento desses espelhos d'água pode compensar a aquisição das estruturas flutuantes utilizadas, que representam até 25% dos custos totais do projeto de uma UFVF (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

Porém, ao contrário das UHE (e plantas de geração térmica), as usinas fotovoltaicas não conseguem gerar, mesmo que intra-minuto, energia elétrica constante no tempo, e isso decorre de dois fatores: (1) a variabilidade intra-hora devido ao movimento aparente do sol e o cobrimento do céu pelas nuvens; (2) a não existência de um sistema de armazenamento de energia natural, papel que é cumprido pelo reservatório no caso das UHE. Nesse sentido, é interessante destacar, que a estabilidade de geração das UHE não decorre de uma vazão afluyente constante, mas sim da existência de um reservatório com elevada capacidade de regulação.

Pode-se pensar em um modelo de solução análogo para o caso da energia fotovoltaica. As usinas fotovoltaicas podem gerar energia de forma estável, mesmo sem receber radiação solar constante, caso exista um sistema de armazenamento. A combinação entre usinas fotovoltaicas e UHE pode servir para esse fim, uma vez que o reservatório da UHE pode ser compartilhado, auxiliando na mitigação da variabilidade da energia fotovoltaica (AN et al., 2015). Nesse modelo de solução, a energia necessária para o bom-

beamento seria fornecida pelos painéis fotovoltaicos, de forma a auxiliar no gerenciamento do nível dos reservatórios (MARGETA; GLASNOVIC, 2011; REHMAN; HADHRAMI; ALAMB, 2015). De forma sinérgica, a presença física dos painéis cobrindo o reservatório, por si só, evitaria uma parcela de evaporação de água (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016; FERRER-GISBERT et al., 2013; SANTAFE et al., 2014; LEE; JOO; YOON, 2014; SACRAMENTO; CARVALHO; ARAUJO, 2015). O reservatório, nesse caso, substituiria o uso de baterias como meio de armazenamento de energia. Essa seria uma opção interessante em UHE de médio e grande porte com nível de reservatório historicamente deficitário.

É conveniente salientar que todo sistema de armazenamento possui uma eficiência de conversão. Ou seja, tanto um sistema de armazenamento de energia por baterias, ou no caso de um PHES, somente uma parte da energia gerada é armazenada. A grande vantagem operacional dos sistemas de armazenamento não está na energia global gerada, mas sim na possibilidade de se escolher o momento de gerar energia, podendo assim obter vantagens comerciais ao realizar a geração em um momento de maior valor comercial ou estratégico.

A estratégia de gerenciamento adotada, conexão direta à rede ou o uso de um PHES, deve ser realizada com base no conhecimento prévio do perfil hidrológico da bacia e de limitações do projeto de engenharia existente. Apesar do fato de os painéis fotovoltaicos flutuantes serem cada vez mais discutidos na literatura (AN et al., 2015; STRANGUETO, 2016; SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016; FERRER-GISBERT et al., 2013; SACRAMENTO; CARVALHO; ARAUJO, 2015; TRAPANI; SANTAFE, 2015), nenhuma publicação traz um comparativo entre diferentes estratégias possíveis para o gerenciamento hídrico-energético da combinação entre painéis fotovoltaicos flutuantes e reservatórios de UHE.

O objetivo geral desse trabalho é estimar, teoricamente, o impacto da utilização da UHE com painéis flutuantes, fundamentada em dados históricos, buscando entender como a estratégia de gerenciamento influencia no potencial energético, no nível do reservatório e no cumprimento da Garantia Física ( $GF$ ) da usina em questão.

Os objetivos específicos incluem:

- determinar áreas de painéis fotovoltaicos flutuantes, capazes de atender a  $GF$  da UHE em diferentes percentuais de tempo do período analisado;
- avaliar os impactos das duas estratégias de gerenciamento para o sistema híbrido (UHE + UFVF), contemplando desde os potenciais de geração fornecidos à UHE até o retorno econômico operacional obtido por cada uma. Custos com manutenção, aquisição das plataformas e painéis flutuantes, e outros, não foram computados, sendo considerado apenas a comercialização de energia no sub-mercado de curto prazo do sudeste brasileiro;

- estimar o volume de água evaporado do reservatório, com o intuito de avaliar o impacto provocado pela adição das estruturas flutuantes à superfície do mesmo.

## 1.1 Estrutura da Dissertação

O conteúdo dessa dissertação está estruturado em sete capítulos. O Capítulo 2 apresenta as particularidades do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), contendo uma breve descrição da participação das fontes energéticas na matriz elétrica, do seu modelo atual e das regras de comercialização de energia praticadas entre as UHE integrantes do SIN. Esse Capítulo apresenta ainda uma breve revisão teórica sobre as características construtivas e operacionais das UHE.

O Capítulo 3 exibe uma revisão sobre o conceito de Usina Solar Fotovoltaica Flutuante, apontando características estruturais, vantagens, desvantagens, e potencial de aplicabilidade dessa tecnologia no Brasil.

Neste trabalho, optou-se por dividir os conteúdos do Capítulo 4, Metodologia, em três partes. Na parte inicial, são apresentados os dados históricos locais utilizados (ambientais e hidrelétricos). Posteriormente, é feita uma análise das limitações do projeto de engenharia, englobando: configurações da subestação, da linha de transmissão, histórico de geração da UHE em estudo, entre outros parâmetros. Ainda nesta parte, com base nas limitações descritas, de maneira simplificada, foi desenvolvida uma metodologia de projeto da usina flutuante. Por fim, é apresentada a metodologia utilizada nas duas estratégias de gerenciamento do sistema híbrido hidrelétrico-fotovoltaico.

No Capítulo 5 são exibidos todos os resultados obtidos mediante aplicação da metodologia apresentada. O capítulo começa tratando do projeto da usina flutuante, abordando: cálculo do ângulo de inclinação dos painéis, estimativa de temperatura de operação e do fator de correção de potência de saída dos painéis. Após essa parte, os resultados são confrontados com usinas em operação e com uma estimativa de potencial de geração para o mesmo reservatório em estudo. Por fim, são discutidos os resultados obtidos com a aplicação das duas estratégias de gerenciamento no sistema combinado, sendo realizadas comparações entre as últimas.

As principais conclusões do trabalho estão no Capítulo 6. Recomendações para trabalhos futuros também são listadas neste capítulo.

## 2 VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

### 2.1 Panorama atual

A matriz elétrica brasileira é predominantemente hidráulica, devido ao grande potencial hídrico disponível. Entretanto, nos últimos anos, essa participação vem decrescendo. Cerca de 86% nos últimos 16 anos, ou 75%, em média, nos últimos 4 anos (REGO et al., 2017). Atualmente, a fonte hidráulica representa cerca de 61% da potência instalada do país (ANEEL, 2017a), conforme mostra Figura 1. A participação dessa fonte diminuiu em razão do avanço das fontes controláveis (térmicas) nos últimos anos, principalmente após a crise de 2001, e do movimento recente do avanço das fontes renováveis alternativas, destacando-se a energia eólica.

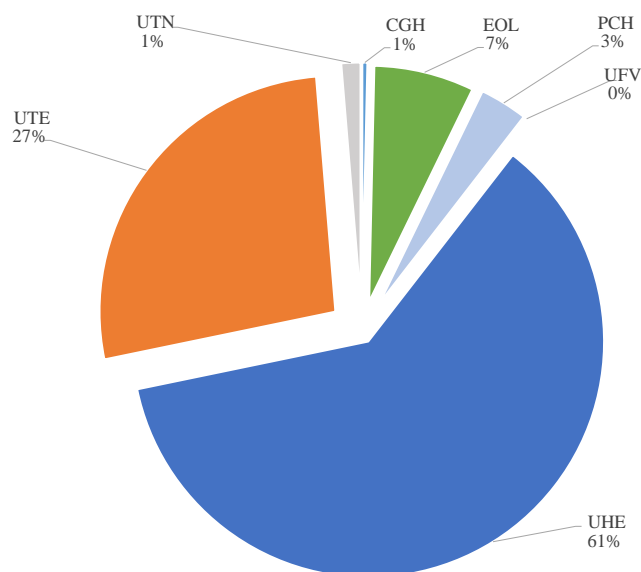


Figura 1: Participação das fontes geradoras na potência total instalada do Brasil. Fonte: (ANEEL, 2017a). Usina Hidrelétrica - UHE; Usina Termelétrica - UTE; Usina Térmica Nuclear - UTN; Central Geradora Hidrelétrica - CGH; Usina Eólica - EOL; Pequena Central Hidrelétrica - PCH; Usina Solar Fotovoltaica - UFV.

É possível notar, nas Figuras 1 e 2, a dependência do setor elétrico para com a geração hidrelétrica. Nos anos de 2011 a 2015, observa-se um declínio na produção de energia hidráulica, em razão da redução dos níveis de precipitação e aflúncias naturais nos reservatórios. O Brasil gerou 391,1 *TWh* de hidreletricidade em 2014, cerca de 15% a menos que em 2011. Dessa forma, para atender ao aumento do consumo de energia elétrica nesse período (Figura 2), foi necessário recorrer às usinas termelétricas. A participação

das térmicas em 2011 correspondeu a 8% da produção total de eletricidade, já no ano de 2015 representou cerca de 26% da produção total do país. Nota-se ainda o crescimento substancial da produção de energia eólica nesse período, aumentando de 1,5 *TWh* em 2010, para aproximadamente 20,5 em 2015 (ANEEL, 2017b; SILVA; NETO; SEIFERT, 2016).

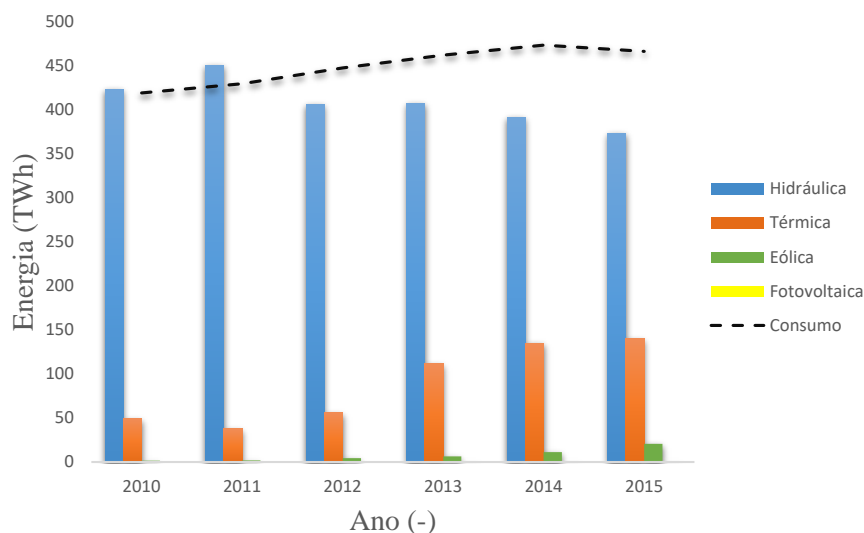


Figura 2: Participação das fontes geradoras na produção de energia do Brasil e respectivo consumo no período de 2010 a 2015. Fonte: (ANEEL, 2017b).

Um ponto importante sobre a produção e o consumo de energia elétrica é a elaboração de políticas de gestão energética, que devido à inviabilidade econômica do armazenamento de energia elétrica em grande escala, tem como função garantir um equilíbrio estrutural entre oferta e demanda (ABRADEE, 2016).

## 2.2 Estrutura institucional

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por algumas reformas institucionais ao longo dos anos, destacando-se as alterações realizadas na década de 90, que visavam a abertura do mercado para participações de iniciativa privada, e revisões adotadas no ano de 2014, cujo foco maior foi a comercialização de energia. O objetivo dessa última atualização concerne à redução dos riscos de falta de energia e à melhorias no monitoramento e controle do sistema.

A estrutura institucional do SEB é composta por entes com distintas funções. A ANEEL é responsável por regular e fiscalizar a geração e transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no país. Nesse sentido, as empresas distribuidoras de energia elétrica não são livres para praticar os preços que pretendem, devendo ser inseridas no contexto dos contratos de concessão, que usualmente contam com mecanismos de revisões e reajustes tarifários periódicos, conduzidos pela própria ANEEL. A operação



comercial e técnica do SEB é comandada, respectivamente, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A CCEE viabiliza as atividades de compra e venda de energia em todo o país, sendo responsável, por exemplo, por operacionalizar os leilões de energia, dentro do ambiente de comercialização regulado (BRITO, 2016). O ONS, por sua vez, é responsável pela operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica, realizando a coordenação do despacho da maioria das usinas e o controle das subestações e linhas de transmissão (ONS, 2017b). O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é o órgão responsável por formular políticas e diretrizes aplicadas ao setor energético, cujo planejamento é de responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) tem como função acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético, é coordenado diretamente pelo Ministro de Minas e Energia (MME) (ONS, 2017).

Os entes abordados estão organizados na Figura 3.

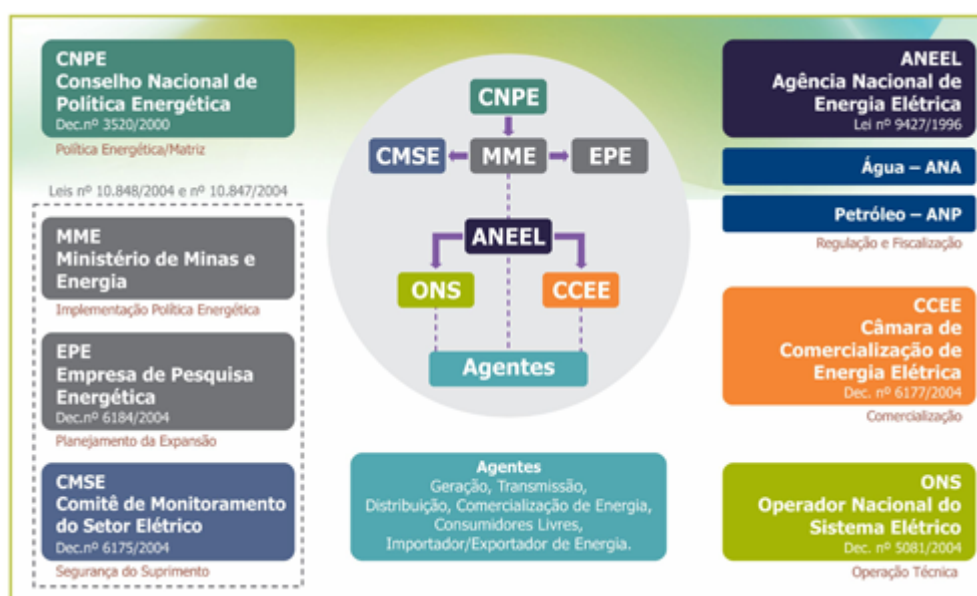


Figura 3: Estrutura institucional do Setor Elétrico Brasileiro. Fonte: (ONS, 2017).

## 2.3 Aspectos regulatórios relacionados à hidreletricidade

As Usinas Hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Esse mecanismo é um recurso financeiro responsável por compartilhar os riscos hidrológicos das usinas participantes do SIN, que devido às grandes extensões territoriais do Brasil, está sujeito a diferenças hidrológicas significativas entre as regiões. Basicamente, esse mecanismo realoca de forma contábil a energia entre seus participantes, transferindo excedentes daqueles que produziram além de

sua  $GF$  para aqueles que geraram abaixo. Segundo a CCEE, a designação da  $GF$  pode ser dada como:

A Garantia Física de uma usina corresponde à fração a ela alocada da  $GF$  total do Sistema (MRE). A determinação da  $GF$  independe da sua geração real e está associada às condições no longo prazo que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado (deficit), considerando a variabilidade hidrológica à qual uma usina está submetida. A  $GF$  do sistema corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado (5%) de não atendimento da mesma, obtida por meio de simulações da operação, utilizando séries sintéticas de energia afluyente, conforme metodologia aprovada pela ANEEL (CCEE, 2016a, p.3).

Essa medida atribui a cada participante a quantidade máxima de energia anual média que a UHE pode vender em contratos (FILHO et al., 2011). Apesar desse valor possuir base de cálculo anual, a frequência de contabilização dos custos de compensação das UHE frente ao cumprimento dessa  $GF$  é mensal (CCEE, 2017).

A realocação de energia no MRE é realizada de acordo com o  $GSF$  (*Generation Scaling Factor*), que é uma relação entre o volume de energia efetivamente gerado pelo MRE e a  $GF$  total do grupo de usinas que participam do mecanismo. Este fator pode assumir valores superiores ou inferiores a 1 (BRITO, 2016):

- $GSF > 1$  – corresponde a situações em que a geração total das usinas do MRE é maior que a  $GF$  total destas usinas, existindo um excedente a ser liquidado no mercado *spot*. Esta energia sobressalente é denominada energia secundária e é contabilmente distribuída entre os participantes de forma proporcional às suas  $GF$ ;
- $GSF < 1$  – opostamente à situação anterior, as usinas participantes têm que repor o déficit de geração, adquirindo energia no mercado *spot*. O déficit de geração total do mecanismo é rateado entre os participantes do MRE de forma proporcional às suas  $GF$ .

O mercado *spot*, também chamado de mercado de curto prazo, é o ambiente de processamento da contabilização e liquidação mensal dos montantes de energia que foram efetivamente gerados e consumidos pelos agentes geradores e consumidores. A diferença dos montantes efetivos em relação ao previsto (contratos de compra e venda de energia) é valorada pelo Preço de Liquidação das Diferenças ( $PLD$ ), resultando em uma transação financeira entre devedores e credores. O  $PLD$  é calculado através de modelos de otimização e representa o custo marginal para produção de uma unidade de energia adicional entregue ao sistema. A operação do mercado é de responsabilidade da CCEE (CCEE, 2017).

Além de estar sujeitas a comercialização da energia secundária, nas duas ocasiões acima, as unidades geradoras são remuneradas pela transação de energia entre os

próprios participantes do MRE. Ou seja, as usinas que geraram quantidades superiores às suas  $GF$  compartilham esse excedente com aquelas que geraram abaixo das respectivas  $GF$ . Essa transação é valorada de acordo com a Tarifa de Energia de Otimização ( $TEO$ ).

A Figura 4 mostra a valoração mensal entre 2010 e 2015 da  $TEO$  e do  $PLD$ . Nota-se inferioridade da *primeira* em relação à última, o que de certa forma justifica a criação do MRE (BRITO, 2016).

O modelo atual do SEB foi implementado de forma a evitar novas crises de

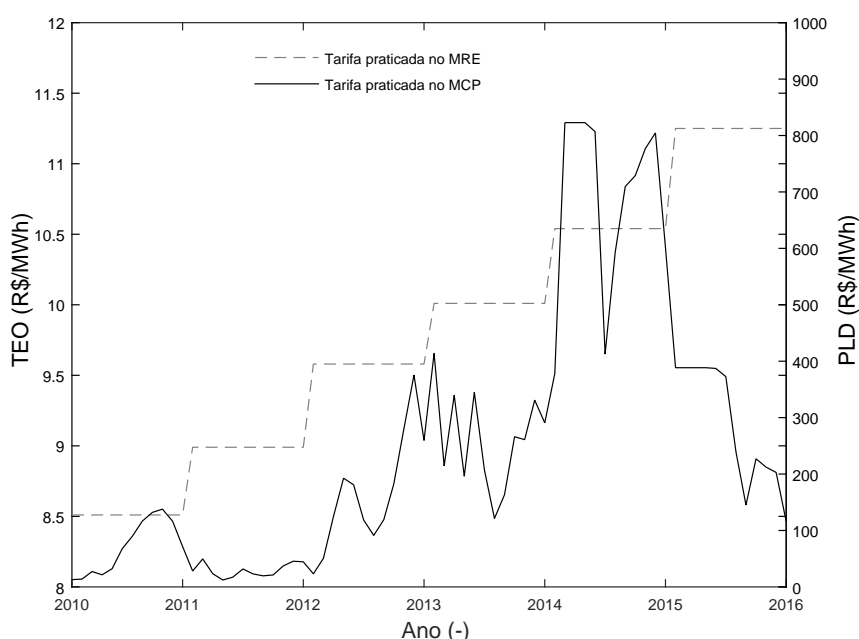


Figura 4: Valoração do  $PLD$  para o Sudeste brasileiro e da  $TEO$  praticada no MRE no período de 2010 a 2015. Fonte: (CCEE, 2017; ANEEL, 2017c)

abastecimento do setor elétrico, conforme a ocorrida em 2001. Essa crise teve contribuição efetiva do baixo índice pluviométrico, que devido à falta de gestão do setor, se o racionamento não tivesse ocorrido em 2001, certamente, ele ocorreria nos anos posteriores. Portanto, pode-se associar a principal causa dessa crise à baixa oferta de energia frente à crescente demanda, podendo-se destacar também a falta de planejamento e investimentos adequados na geração de energia elétrica (BARDELIN, 2004).

Nesse contexto, a Figura 5 apresenta a quantidade de energia armazenada em relação à capacidade máxima de armazenamento do subsistema SE/CO do SIN. É possível relacionar a crise sofrida em 2001 com a baixa energia armazenada por esse subsistema, que via de regra, é o mais importante do país. Notam-se ainda comportamentos similares ao ano de 2001 nos anos de 2014 e 2015. Então, os altos valores de  $PLD$  exibidos na Figura 4 podem ser justificados pelo armazenamento crítico nos respectivos anos, o que impacta o cálculo desse fator (SILVA; NETO; SEIFERT, 2016).

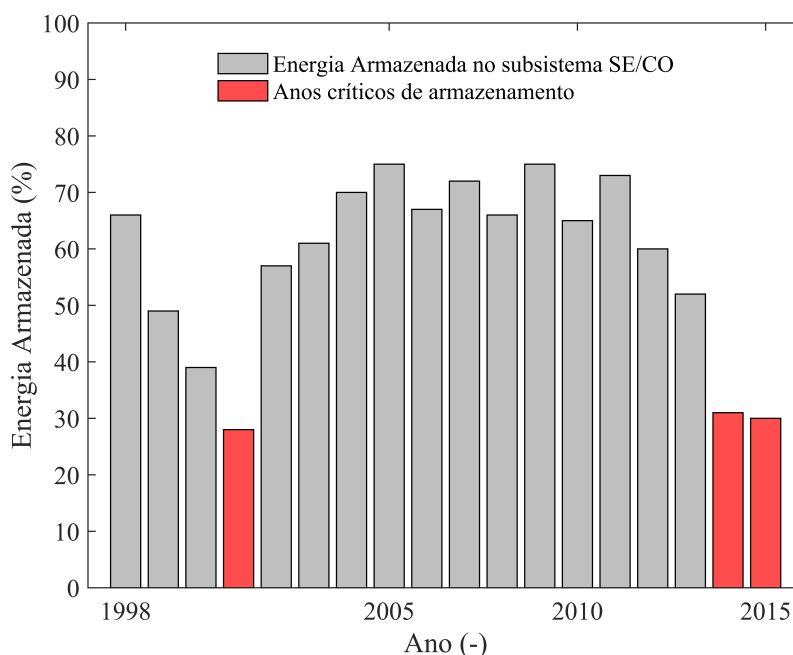


Figura 5: Percentual de energia armazenada em relação à capacidade máxima de armazenamento do subsistema SE/CO no período de 1998 a 2015. Fonte: (ONS, 2017a).

## 2.4 Usinas Hidrelétricas

Em decorrência da importância da hidreletricidade para a realização desse trabalho, apresenta-se aqui uma breve revisão teórica sobre características construtivas e operacionais das UHE.

### 2.4.1 Princípios de funcionamento

A estrutura de uma UHE é composta basicamente por: reservatório, barragem, vertedouro, sistema de captação e adução de água (duto), casa de máquinas, subestação elevadora e canal de fuga. A Figura 6 mostra o esquema de uma UHE, em que são detalhados os principais elementos e variáveis que integram seu modelo matemático.

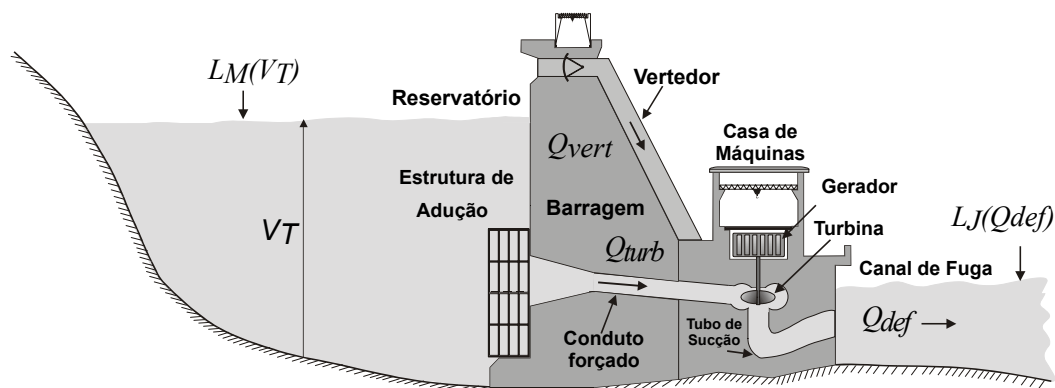


Figura 6: Esquema geral de uma UHE. Fonte: Adaptado de: (FILHO, 2013)

$V_T$	volume total do reservatório [ $hm^3$ ];
$Q_{def}$	vazão defluente [ $m^3 s^{-1}$ ];
$Q_{turb}$	vazão turbinada [ $m^3 s^{-1}$ ];
$Q_{vert}$	vazão vertida [ $m^3 s^{-1}$ ];
$L_M (V_T)$	nível a montante da barragem (nível do reservatório) [ $m$ ];
$L_J (Q_{def})$	nível a jusante da barragem [ $m$ ];
$H_b$	queda bruta ( $L_M(V_T)-L_J(Q_{def})$ ) [ $m$ ].

De acordo com o SEB, os níveis  $LM$  e  $LJ$  das usinas brasileiras são obtidos por intermédio de polinômios de quarto grau. Os coeficientes desses polinômios ( $c$ ) são obtidos em função das características físicas e operacionais específicas de cada UHE.

$$L_M(t) = \sum_{i=0}^4 c_i \cdot V_T(t)^i [m], \quad (2.1)$$

$$L_J(t) = \sum_{i=0}^4 c_i \cdot Q_{def}(t)^i [m]. \quad (2.2)$$

Quanto aos componentes estruturais da usina, a barragem possui como objetivo interromper o curso natural de um perfil d'água, dando origem a formação do reservatório. A função desse reservatório não se resume apenas ao armazenamento de água, mas sim a formação de desníveis geométricos variáveis ( $H_b$ ) que, influenciam de forma direta no processo de geração hidrelétrica, funcionando como possível regularizador da vazão dos rios em períodos úmidos ou secos, por exemplo.

Os sistemas de captação e adução são formados por condutos metálicos, que têm a função de transportar a água até a casa de força da UHE, local onde estão as turbinas. A escolha dessas turbinas é determinada de acordo com a altura de queda d'água e com a vazão volumétrica que passa por elas ( $Q_{turb}$ ).

Durante o processo de condução de água até as turbinas existe uma perda hidráulica,  $H_{p,gen}$ , que está vinculada ao atrito entre a água e as paredes do conduto forçado. Neste trabalho, essas perdas hidráulicas foram obtidas através de funções quadráticas dependentes da vazão turbinada, conforme mostra a Equação 2.3 (KADOWAKI, 2012; CICOGNA et al., 2009):

$$H_{p,gen}(t) = k_p \cdot Q_{turb}(t)^2 [m], \quad (2.3)$$

onde  $k_p$  é o coeficiente característico de perda hidráulica da unidade geradora de determinada UHE, dado em  $s^2 m^{-5}$ .

Logo, a altura a ser considerada nos cálculos de geração das usinas hidrelétricas é a altura de queda líquida ( $H_l$ ), considerando, portanto, as perdas hidráulicas.

$$H_l(t) = H_b(t) - H_{p,gen}(t) [m]. \quad (2.4)$$

Dessa forma, a potência hidráulica líquida disponível ( $N_l$ ) nas turbinas é dada por (KADOWAKI, 2012):

$$N_l(t) = \gamma_{\text{agua}} \cdot Q_{\text{turb}}(t) \cdot H_l(t) [W], \quad (2.5)$$

onde  $\gamma_{\text{agua}}$  é o peso específico da água  $N m^{-3}$ .

Outro componente estrutural importante é o vertedouro, cuja função é permitir a liberação de água quando os níveis do reservatório ultrapassarem os limites sugeridos. Já as subestações elevadoras (localizada na saída das UHE), aumentam a tensão elétrica, de forma a reduzir a corrente elétrica. Essa redução de corrente implica também na redução do diâmetro dos cabos e, consequentes perdas (ANEEL, 2016).

## 2.4.2 Tipos de Usinas Hidrelétricas

As UHE são classificadas de acordo com as suas características de operação (potência e queda d'água) e com as dimensões de seus reservatórios. Elas podem ser classificadas como:

- UHE a fio d'água ou de compensação - são usinas que, devido a questões operacionais e/ou ambientais, não dispõem de reservatório de água, ou até possuem, porém em dimensões reduzidas, de forma a manter o nível do reservatório constante. Essas usinas geram energia elétrica a partir do fluxo de água dos rios;
- UHE com reservatório de acumulação – diferentemente das usinas a fio d'água, essas usinas acumulam grandes volumes de água, e seus reservatórios têm a função de regularizar a vazão do rio, de forma a equilibrar as gerações a jusante do reservatório, i.e. elas armazenam água nos períodos úmidos com o objetivo de garantir um fluxo de água para geração nos períodos de estiagem. Em conformidade com as características do reservatório, essa acumulação pode possuir frequência diária, semanal, sazonal ou até mesmo plurianual;
- UHE reversíveis – são usinas capazes de reaproveitar parte da vazão que foi turbinada ou vertida por intermédio de um sistema de bombeamento, cuja função é deslocar água do reservatório inferior para o superior.

No Brasil, existem 1.261 empreendimentos hidrelétricos em operação, representando cerca de 65% da potência energética instalada do país. Esses empreendimentos hidrelétricos são representados por UHE, Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) e PCHs (ANEEL, 2017a).

Nesse cenário, estima-se que o país possua uma área inundada para aproveitamentos hidrelétricos correspondente a aproximadamente  $36.000 km^2$  (ANEEL, 2002). Em

razão disso, e das características climáticas (clima predominantemente tropical), o estudo e a quantificação das perdas de água por evaporação é necessário, pois contribui para as ações de planejamento e gestão das UHE.

### 2.4.3 Evaporação

A evaporação é um fator importante no balanço hídrico-energético dos reservatórios. Assim como a irradiação solar, outras variáveis meteorológicas interferem diretamente no processo de evaporação, tais como: umidade relativa do ar ( $UR_{ar}$ ), temperatura do ar ( $T_{ar}$ ) e velocidade do vento ( $u$ ). Outros fatores com menor relevância também podem afetar esse processo, como parâmetros de qualidade d'água e características físicas do reservatório (área superficial e profundidade). A interferência de todos esses fatores cria dificuldades no processo de medição direta da evaporação, entretanto, existem diferentes métodos na literatura para a estimativa indireta da taxa de evaporação, destacando-se o método do balanço hídrico, balanço energético, transferência de massa, modelos híbridos (combinando balanço hídrico e energético) e métodos empíricos (BUENO, 2014).

Não é objetivo desse trabalho discutir cada um dos métodos de estimativa descritos acima, mas sim dois deles (método do balanço hídrico e o método híbrido).

#### Método do balanço hídrico

O processo de evaporação pode ser estimado por intermédio do balanço hídrico de um reservatório, fundamentado no princípio de conservação da massa.

$$\Delta V(t) = Precip(t) + Q_{nat}(t) - Q_{def}(t) - Ev(t) [hm^3], \quad (2.6)$$

onde  $\Delta V$  representa a variação de volume de água do reservatório;  $Q_{nat}$  é o vazão natural afluente da usina e  $Q_{def}$  é a vazão defluente do reservatório. A última é obtida pela soma da vazão turbinada  $Q_{turb}$  com a vazão vertida  $Q_{vert}$ ;  $Precip$  é a precipitação direta sobre o reservatório, e  $Ev$  é o volume evaporado.

Dificuldades técnicas para medição das variáveis integrantes do balanço ocorrem, muitas vezes, pela diversidade dos processos, como: percolação pela barragem; infiltração subterrânea; variabilidade espacial da chuva.

Adicionalmente, outras fontes de erros na estimativa da evaporação podem ser apontadas na aplicação desse método, como a desatualização da curva cota versus volume do reservatório e incertezas nas medições das vazões afluente e defluente do reservatório. A desatualização desse polinômio se deve ao aporte de sedimentos ao longo dos anos de operação do reservatório, ocasionando incertezas nos coeficientes característicos do reservatório. Quanto às vazões afluentes e defluentes, erros nos ajustes das equações de regionalização de vazões e dificuldades de medições (medidas indiretas), por exemplo, são

responsáveis pela dificuldade na estimativa da evaporação (BUENO, 2014 apud ANEEL, 2016).

#### Método híbrido - Penman-Monteith

Esse método é uma atualização do método de Penman (PENMAN, 1948), que propõe uma solução analítica combinada envolvendo a transferência de calor e massa e o balanço de energia em superfícies úmidas (TANNY et al., 2008). Algumas premissas são adotadas no método de Penman, como a não consideração do armazenamento de calor no reservatório e simplificações quanto à temperatura do ar e da água, em que essas são consideradas iguais.

Nesse contexto, o método de Penman-Monteith e suas atualizações, destaca-se por incluir a variação de calor armazenado no reservatório, e por não considerar a temperatura da água igual à do ar que, por sua vez, é estimada conforme temperatura de equilíbrio. Uma das premissas desse método concerne à distributividade uniforme do corpo de água do reservatório (isotérmico), não ocorrendo, portanto, nenhuma estratificação térmica, vertical, ou horizontal (BUENO, 2014).

A temperatura da água na primavera e no início do verão, cuja incidência de radiação solar sobre a superfície é maior, decresce com o aumento da profundidade do reservatório. Entretanto, nos outros meses, devido a menor incidência de radiação, a temperatura do reservatório é considerada uniforme (BUENO, 2014 apud DIAS; ROCHA, 1999).

Uma das adaptações do método de Penman-Monteith contempla uma estimativa para a evaporação de lagos ou reservatórios. Essa adaptação envolve variáveis como: temperatura da água, área e profundidade média do reservatório para estimar a parcela correspondente à variação do calor armazenado (MCJANNET et al., 2008). A estimativa da temperatura da água não leva em consideração a variação de calor armazenado no reservatório.

A rotina desenvolvida para estimar a taxa de evaporação foi testada a partir da monitoração de sete reservatórios localizados na Austrália, em que foram apresentados erros inferiores a 10%, quando comparado aos valores medidos no tanque Classe A. Quanto à estimativa da temperatura da água, essa apresentou valores 6% inferiores aos obtidos por medição direta (MCJANNET et al., 2008).

Neste trabalho será utilizado o método de Penman-Monteith adaptado por (MCJANNET et al., 2008), cujas equações estão apresentadas no Apêndice A.



## 3 USINA SOLAR FOTOVOLTAICA FLUTUANTE

Uma vez que o objetivo desse trabalho está relacionado à aplicação direta de painéis fotovoltaicos sobre reservatórios, e considerando que as tecnologias das células solares já estão consolidadas, não serão abordados os princípios do seu funcionamento, que estão disponíveis na literatura, ver (GREEN, 2002). Dessa forma, a seguir é apresentada uma revisão sobre as estruturas fotovoltaicas flutuantes, contemplando desde as principais características (técnicas e econômicas) abordadas na literatura até o potencial de aplicação no Brasil.

### 3.1 Estruturas fotovoltaicas flutuantes

#### 3.1.1 Componentes de um sistema fotovoltaico flutuante

Os principais componentes de um sistema fotovoltaico flutuante estão representados na Figura 7 (SANTAFE et al., 2014). Nesse sentido, a plataforma flutuante (1) é o dispositivo de flutuação com autonomia para flutuar por si só, é tipicamente feita de polietileno de alta densidade, conhecido por ser resistente à radiação ultravioleta; a estrutura de apoio (2) confere resistência a ventos, de forma a evitar que as plataformas se movam ou flutuem para longe, transmitindo as forças aerodinâmicas produzidas entre os flutuadores e daí para o sistema de ancoragem; os acoplamentos articulados (3) são dispositivos de metal (correntes ou cabos) responsáveis por conectar as plataformas flutuantes em conjunto, garantindo capacidade de adaptação aos perfis irregulares da superfície do reservatório; os acoplamentos flexíveis (4) são dispositivos de borracha encarregados pela movimentação relativa entre as plataformas flutuantes, o que garante ao sistema poder de adaptação a diferentes níveis de água; as cordas (5) são utilizadas para amarrar os módulos mais externos da usina flutuante às bordas e fundo do reservatório; e, por fim, o sistema de ancoragem rígida (6) é constituído por estacas de concreto armado, que transmitem as forças que lhe são submetidas nas direções horizontal (ancoragem às bordas) e vertical (ancoragem ao fundo) do reservatório.

#### 3.1.2 Usinas em operação

(STRANGUETO, 2016 apud TRAPANI; SANTAFE, 2015) e (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016) fizeram uma revisão abordando as principais UFVF construídas no

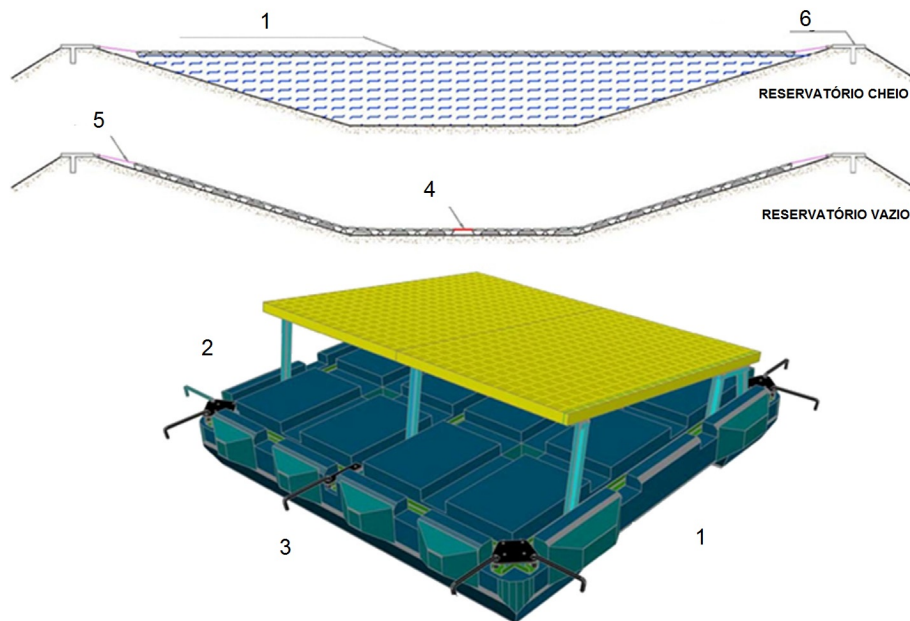


Figura 7: Principais componentes de um sistema fotovoltaico flutuante (1 = plataforma flutuante, 2 = estrutura de apoio, 3 = acoplamentos articulados, 4 = acoplamentos flexíveis, 5 = cordas e 6 = sistema de ancoragem rígida). Adaptado de: (SANTAFE et al., 2014)

período de 2007 a 2015. Diversos países têm aderido à instalação dessas usinas, destacando-se o Japão que, além de ser o pioneiro na utilização desse sistema, atualmente é o país com maior experiência nessa tecnologia, ver Tabela 1.

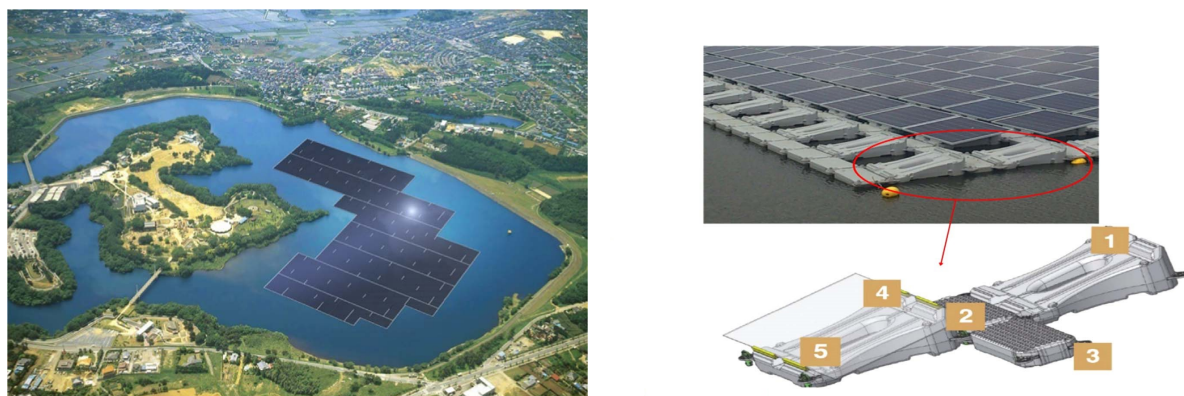
Tabela 1: Capacidade instalada ( $MWp$ ) por  $km^2$  de instalação.

Instalação	$kWp$	$ha$	$MWp km^{-2}$
Okegawa – Japão	1.176,36	1,16	101,41
Kawagoe – Japão	696,15	0,80	87,02
Maeno-Ike - Japão	848,00	0,98	86,53
SheepLands Farm – Reino Unido	200,00	0,21	95,24
Yothathikan – Tailândia	5,39	0,01	53,90
Yasugi – Japão	1.097,60	1,25	87,81
Calcutá – Índia	10,00	0,01	100,00
O-Chang – Coréia do Sul	494,50	0,56	88,30
Kato-Shi – Japão	2.870,28	3,13	91,70
Sawa-Ike – Japão	1.008,00	1,14	88,42
Sakasama-Ike – Japão	2.313,36	2,61	88,63
Fuku-Ike – Japão	1.076,40	1,11	96,97
Hirai-Ike – Japão	1.125,00	1,26	89,26
Hanamidai – Japão	1.153,11	1,26	91,52
Funatsu Osawa – Japão	1.485,00	1,69	87,87
Umenoki – Japão	7.750,40	7,43	104,31
Média ( $MWp km^{-2}$ )			89,93

As maiores UFVF existentes estão localizadas nesse país, apresentando capacidades instaladas na ordem de  $MWp$ , destacando-se o projeto da usina situada no município de Yakamura (Figura 8a), com potência instalada equivalente a  $13,4 MWp$

(50.904 módulos). Estima-se que essa usina contribuirá com uma redução anual nas emissões de  $CO_2$  próxima a 8.170 toneladas, em decorrência da diminuição da participação das termelétricas (OLIVO, 2016).

Para instalação dos módulos sobre o reservatório, foram adotadas plataformas



(a) Usina solar fotovoltaica flutuante, Yakamura, Japão.

(b) Projeto de tecnologia solar flutuante (1 = flutuador principal, 2 = flutuador secundário, 3 = guia de conexão, 4 = junta para montar os módulos e 5 = módulo fotovoltaico padrão de 60 células).

Figura 8: Usina solar fotovoltaica flutuante. Fonte: (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

flutuantes, denominadas Hydrelío, ver Figura 8b, feitas em Polietileno de alta densidade (item 3.1.1), patenteadas e fornecidas pela empresa francesa Ciel et Terre (UPADHYAY, 2016).

## 3.2 Energia solar fotovoltaica flutuante no Brasil

Limitações ambientais e sociais têm dificultado a expansão do sistema hidrelétrico no Brasil, o que torna a matriz energética mais dependente de fontes fósseis de energia. Nesse sentido, uma maneira para reduzir a participação dessas fontes, consiste na ampliação do uso de energias renováveis, como por exemplo a energia solar fotovoltaica.

Tendo em vista as grandes áreas alagadas para aproveitamento hidrelétrico do país, surge como alternativa, a utilização de seus espelhos d'água para fornecer suporte à instalação de UFVF. Apesar desse tipo de sistema ainda não estar consolidado, pode-se apontar, previamente, vantagens econômicas inerentes à não aquisição de terrenos, por exemplo.

Dessa maneira, estudos relacionados à melhor disposição geométrica dos painéis, e aos materiais mais apropriados para as plataformas flutuantes, vêm sendo realizados, de forma a garantir qualidade de operação ao arranjo fotovoltaico frente às oscilações provocadas pelas ondas e pelo vento.

(STRANGUETO, 2016) fez um levantamento das UHE brasileiras em operação, suas localizações e áreas para estimar a produção de energia a partir de UFVF instaladas sobre os reservatórios de aproveitamento hidrelétrico. De acordo com a autora, o Brasil possui uma capacidade de geração média de  $2.106 \text{ MWh ano}^{-1}$  para cada hectare ( $0,01 \text{ km}^2$ ) de painéis flutuantes. Nesse sentido, obteve-se um valor total de potência instalada de até  $4.519 \text{ GWp}$ , equivalente a uma produção anual de energia elétrica de  $4.443 \text{ TWh}$ . Por fim, a autora conclui que utilizando cerca de 8% da área dos reservatórios, é possível aumentar a geração de energia elétrica no país em pelo menos 70%, sem precisar aumentar o parque hidrelétrico.

Entretanto, dificuldades como altos custos e impactos ambientais devem ser superadas, mas o estudo deixou claro a importância de se investir em tecnologias alternativas, uma vez que o país não aproveita seu alto potencial solar, dispondo de uma baixa participação da energia fotovoltaica na matriz energética (0,02%) (STRANGUETO, 2016).

A eficiência de conversão da energia solar incidente nos painéis depende das características físicas das células solares e condições climáticas da região. A irradiação solar não aproveitada é convertida em calor, sendo responsável pelo aumento de temperatura do módulo e, conseqüente redução da potência de saída (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). Portanto, a proximidade do módulo fotovoltaico à água, dependendo das suas propriedades, acarreta um aumento de aproximadamente 11% na sua eficiência, em razão da redução da temperatura da célula do painel flutuante (KWAN, 2014).

Portanto, (SACRAMENTO; CARVALHO; ARAUJO, 2015) compararam o comportamento da eficiência de módulos fotovoltaicos flutuantes na região nordeste do Brasil, com módulos montados em solos convencionais. Foi observado um aumento de 12,5 % na eficiência dos painéis flutuantes. Numa segunda fase desse estudo, os autores utilizaram os resultados experimentais para criar cenários de produção de eletricidade no *software* PVSYST. De acordo com esse cenários, a produção fotovoltaica flutuante em três reservatórios do Ceará foi suficiente para atender cerca de 7,4% da demanda de eletricidade do estado.

### 3.2.1 Vantagens e desvantagens das instalações flutuantes

De maneira resumida, a seguir é apresentada uma análise abordando as vantagens e desvantagens em se instalar usinas fotovoltaicas sobre superfícies líquidas (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016; STRANGUETO, 2016; SANTAFE et al., 2014). Em relação às vantagens podem ser indicadas: 1) aumento da eficiência dos painéis fotovoltaicos; 2) menor taxa de evaporação da superfície livre da água, em razão da obstrução provocada pelas estruturas flutuantes; 3) economia de água do reservatório através da geração combinada (UHE + UFVF), de forma a otimizar a geração combinada durante o dia; 4) redução do efeito de poeira nos painéis, em razão da proximidade à água; 5) menores

custos com aquisição de áreas; 6) compartilhamento da infraestrutura da UHE. Já quanto às desvantagens, destacam-se: 1) dificuldades de acesso ao sistema; 2) necessidade de um forte e adequado sistema de ancoragem, de modo a deixar os painéis sempre voltados para o sol, e a minimizar impactos provocados pelas ondas; 3) adequação da inclinação dos painéis para que os ventos não produzam forças significativas na instalação; 4) aumento da corrosão da estrutura metálica, em decorrência do constante contato com a água; 5) maior custo de instalação e manutenção; 6) restrições ambientais relacionadas ao ecossistema e aos múltiplos usos da água: pesca, navegação e recreação.

As características apresentadas tiveram como base a operação de usinas flutuantes em diversos países. Para o caso do Brasil, embora os estudos relacionados a essa aplicação ainda estejam em fase inicial, a demanda por esse tipo de tecnologia vem crescendo. Recentemente, projetos dessa natureza tiveram início no lago da usina de Sobradinho (BA) e na represa de Balbina (AM). De acordo com o governo brasileiro, a motivação é o aproveitamento dos altos valores de irradiação solar, das linhas de transmissão e de subestações de energia já disponíveis (SACRAMENTO; CARVALHO; ARAUJO, 2015).

## 4 METODOLOGIA

### 4.1 Dados históricos locais

O estudo dos dados históricos é essencial para um planejamento hídrico-energético. No presente estudo, os principais fatores a serem observados são a irradiação solar e a vazão afluyente natural da bacia (BELUCO; SOUZA; KRENZINGER, 2008). A Figura 9 apresenta uma comparação entre essas variáveis para a região em que será realizado o estudo de caso. Ao ajustar esses dados através do método dos mínimos quadrados, observa-se um comportamento similar entre o potencial sazonal das fontes solar e hidráulica, não ocorrendo, portanto, complementariedade entre as fontes para o presente caso. Essa semelhança é decorrente do clima temperado e úmido do sudeste brasileiro, caracterizado por verões quentes e úmidos, e invernos frios e secos (ALMOROX; QUEJ; MARTI, 2015).

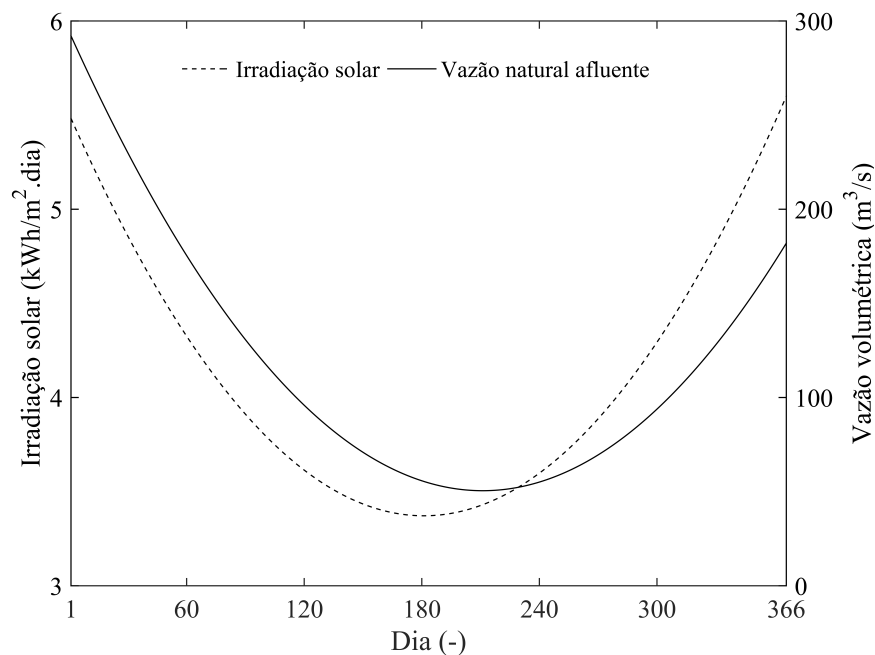


Figura 9: Complementariedade média anual entre energia solar e vazão natural afluyente para uma bacia da região sudeste do Brasil - região de interesse para o estudo de caso realizado. Fonte: (ANA, 2016)

Devido às grandes dimensões do Brasil, a região sul, por exemplo, apresenta uma característica oposta, com maior predominância de complementariedade entre as energias fotovoltaica e hidráulica (BELUCO; SOUZA; KRENZINGER, 2008).

Para o presente estudo de caso, as características ambientais foram obtidas de duas estações meteorológicas situadas em Lavras-MG, localidade essa próxima (6 km ao norte) ao reservatório da UHE (21°20' S, 44°20' W). É usual existirem dados faltantes ou não validados, de forma que 8% dos dados utilizados nesse estudo foram imputados. O *software* comercial SPSS (IBM, 2016) foi utilizado para a análise e tratamento de dados. A partir dessa análise, adotou-se como resolução temporal a média diária, com período de análise de seis anos. Os dados meteorológicos utilizados foram: temperatura ambiente, umidade relativa do ar, velocidade do vento, pressão atmosférica e precipitação pluviométrica.

Quanto aos dados hídricos e operacionais, a Tabela 2 apresenta o comportamento estatístico das principais variáveis hidrelétricas envolvidas.

Tabela 2: Dados operacionais históricos hidrelétricos - (2010-2015).

Ano	$L_M^a$ (m)		$Q_{turb}^b$ ( $m^3 s^{-1}$ )		$E_{UHE}^c$ (MWmed)	
	Média	DP	Média	DP	Média	DP
2010	910,2	2,1	115,4	44,1	22,6	7,9
2011	911,2	1,4	93,5	18	19,5	3,8
2012	910,1	2,1	71,7	54,8	14,1	10,4
2013	909,9	2,6	122,1	44,4	22,9	6,6
2014	902,2	1,3	48	23,3	6,6	3,3
2015	907,7	2,4	59,8	30,7	10,5	4,5

<sup>a</sup>nível do reservatório superior    <sup>b</sup>vazão volumétrica turbinada    <sup>c</sup>energia gerada

A partir da Tabela 2 é possível perceber uma diminuição acentuada no valor médio de energia gerada, a partir de 2014. Esse comportamento é consequência da variabilidade da vazão afluyente natural da bacia que abastece o reservatório dessa usina. Quando comparado à série histórica de vazões da bacia (1931-2009) (ONS, 2016) exibida na Figura 10, esse é o período mais crítico.

O próximo item apresenta um segundo ponto de análise, a verificação das limitações do projeto de engenharia.

## 4.2 Limitações do projeto de engenharia da UHE existente

Nesse trabalho considera-se a existência prévia de uma UHE. Em razão disso, uma possível limitação que pode ocorrer se deve à capacidade da subestação da UHE, considerando um cenário em que a mesma seria compartilhada com a UFVF. Para o presente estudo de caso, analisando o histórico de operação da UHE, é possível determinar que, na maior parte do tempo, os equipamentos instalados (subestação e transmissão) foram subutilizados, já que os níveis de produção no período analisado estão sistematicamente

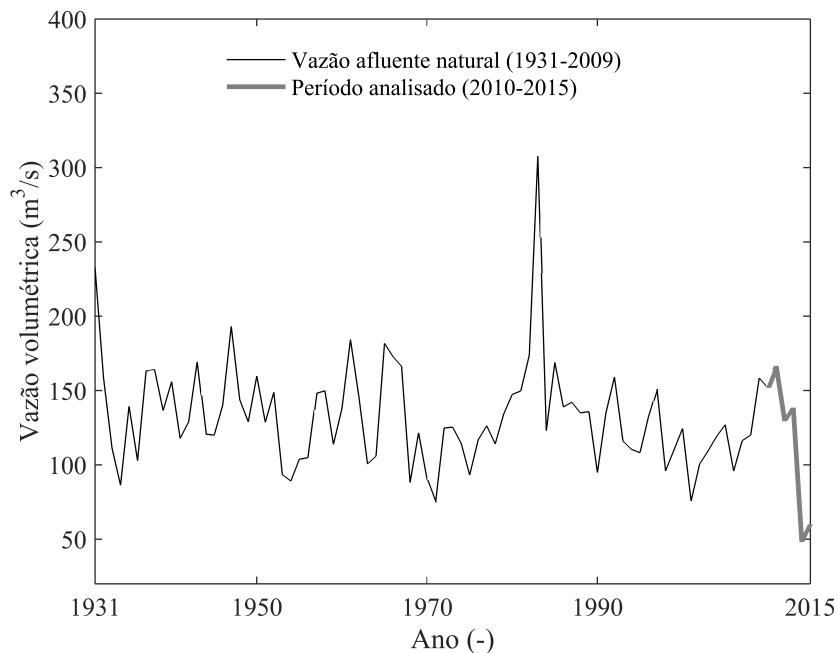


Figura 10: Série histórica de vazão afluyente natural mensal da bacia que abastece o reservatório da UHE em estudo. Fonte: (ONS, 2016).

abaixo da capacidade instalada (46 MW), ver Tabela 2. Portanto, diante disso, do conceito de  $GF$ , discutido no item 2.3, e dos procedimentos de rede do ONS (ONS, 2011), que especificam em seu subitem 2.3, que os transformadores da rede básica devem ser capazes de suportar sobrecargas diárias de 20% por 4 horas e de 40% por 30 minutos, confirma-se a viabilidade técnica desse compartilhamento.

Vale destacar que, para o caso do Brasil, uma produção instantânea abaixo da potência nominal instalada não sinaliza, por si só, que acontecerá penalização ao titular da usina, conforme discutido no item 2.3.

A  $GF$  da UHE em estudo é igual a 21  $MW_{med}$ . Esse valor faz com que a UHE opere, em grande parte do tempo, com apenas uma de suas duas turbinas (Kaplan idênticas), o que de fato melhora a eficiência de geração elétrica quando comparada ao uso das duas turbinas abaixo da capacidade de projeto. A Tabela 3 apresenta os dados básicos de projeto da UHE (CICOGNA, 2016; CICOGNA et al., 2009).

Tabela 3: Dados de projeto da usina hidrelétrica.

Reservatório		Casa de máquinas		Linha de transmissão	
$L_M$ (m)	913	$k_{sp}^a$ ( $MW m^{-2} s^{-1}$ )	$8,525 \cdot 10^{-3}$	Tensão da subestação	6,9/138 kV
$V$ ( $hm^3$ )	792	$k_p^b$ ( $s^2 m^{-5}$ )	$5,524 \cdot 10^{-5}$	Transmissão (MVA)	13 un x 15
$A$ ( $km^2$ )	73	Potência <sub>nom</sub> (MW)	46	Distribuição (km)	4

<sup>a</sup>produtibilidade específica      <sup>b</sup>constante de perda de carga do conduto forçado



### 4.2.1 Projeto da usina solar fotovoltaica flutuante

Recomenda-se como primeiro passo para o projeto da usina fotovoltaica flutuante, a determinação da inclinação dos painéis. O modelo de Liu e Jordan (LIU; JORDAN, 1960), Equação 4.1, foi utilizado para estimar esse ângulo de inclinação. Para isso, foram avaliados ângulos de inclinação variando de  $1^\circ$  a  $60^\circ$ , com incrementos unitários, de forma a obter a inclinação que proporcionasse ao modelo máxima incidência de radiação solar no período analisado. Devido a localização da região no hemisfério sul, os painéis foram orientados em direção ao norte geográfico (DUFFIE; BECKMAN, 2013).

$$H_T = H_b \cdot R_b + H_d \frac{(1 + \cos\beta)}{2} + H \cdot alb \cdot \frac{(1 - \cos\beta)}{2} [MJ m^{-2} dia^{-1}], \quad (4.1)$$

onde  $H_T$  é a radiação solar total que incide sobre a superfície inclinada;  $H_b$  é a irradiação solar direta;  $R_b$  é a razão entre o total de radiação incidente no plano inclinado e no plano horizontal;  $H_d$  é a irradiação solar difusa;  $\beta$  é o ângulo de inclinação do painel;  $H$  é a radiação total incidente no plano horizontal (obtida experimentalmente) e  $alb$  é o albedo da superfície, considerado como 0,08 para a água. As componentes da irradiação solar (difusa, direta e refletida) são dadas aqui em  $MJ m^{-2} dia^{-1}$ . A componente difusa foi estimada a partir do modelo empírico de Erbs, obtido através de correlações entre o índice de claridade e a proporção de irradiação difusa. O índice de claridade é a relação entre  $H$  e a irradiação no topo da atmosfera. Já a proporção de difusa é advinda de uma relação entre  $H_d$  e  $H$  (DUFFIE; BECKMAN, 2013).

Em seguida, estima-se a potência gerada por cada painel. O primeiro passo, nesse sentido, é coletar dados da temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ) e velocidade do vento ( $u$ ), que irão alimentar um modelo para estimar a temperatura da célula. Nessa etapa, foi necessário especificar um modelo de painel fotovoltaico, conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4: Especificações do painel fotovoltaico. Fonte: (NREL, 2016).

Modelo do painel	Kyocera KD250GX-LPB2
$\eta_{nom}^a$ (%)	15,764
$P_{mp}^b$ (Wp)	250,022
$\gamma^c$ (% $^\circ C^{-1}$ )	-0,460

<sup>a</sup>Eficiência nominal      <sup>b</sup>potência máxima do módulo

<sup>c</sup>coeficientes de temperatura para máxima potência

A temperatura diária da célula fotovoltaica ( $T_{cell}$ ) é obtida conforme Equação 4.2 (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004).

$$T_{cell}(t) = H_T(t) \cdot e^{[a+b \cdot u(t)]} + T_{amb}(t) + \frac{H_T(t)}{H_{ref}} \Delta T [^\circ C], \quad (4.2)$$

onde o coeficiente  $a$  é um parâmetro adimensional que representa o limite máximo admissível para a temperatura do módulo fotovoltaico, sujeito a uma baixa velocidade de vento ( $u$ , em

$m s^{-1}$ ) e alta irradiação solar; já o coeficiente  $b$  representa o decréscimo de temperatura do módulo com o aumento na velocidade do vento. Os valores experimentais de  $a$  e  $b$  são -3,56 e -0,075, respectivamente, e são característicos de um módulo do tipo vidro/célula/folha de polímero, cuja montagem é do tipo *open rack* (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004). Já o termo  $\Delta T$  retrata a diferença entre a temperatura da célula e da superfície do módulo ( $3^\circ\text{C}$ ), submetido a uma irradiação solar de referência ( $H_{ref}$ ) igual a  $1000 W m^{-2}$ .

Calcula-se, posteriormente, o fator de correção médio diário de temperatura do módulo (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004),  $F_{corr}$ , como mostra a Equação 4.3:

$$F_{corr}(t) = 1 + \gamma \cdot (T_{cell}(t) - T_{ref}(t)), \quad (4.3)$$

onde  $T_{ref}$  é a temperatura de referência ( $25^\circ\text{C}$ ).

Portanto, a energia gerada pelo painel em  $MWmed$ , é dada por:

$$E_{UFVF}(t) = H_T(t) \cdot A_m \cdot \eta_{nom} \cdot F_{corr}(t) \cdot PR \cdot \eta_{ev} [MWmed], \quad (4.4)$$

em que  $PR$  é a taxa de desempenho adotada (75%) para contabilizar a presença de poeira, perdas por efeito Joule, perdas nos inversores de frequência, incompatibilidade e degradação do sistema, entre outras (SANTAFE et al., 2014). A constante  $\eta_{ev}$  (1,11) representa um aumento de aproximadamente 11% na eficiência do módulo fotovoltaico, devido à redução na temperatura da célula do painel fotovoltaico flutuante em decorrência do arrefecimento evaporativo proporcionado pelo reservatório (KWAN, 2014).

## 4.3 Estratégias de gerenciamento

### 4.3.1 Estratégia I

A primeira estratégia consiste na conexão dos painéis fotovoltaicos diretamente à subestação da UHE.

A principal variável de projeto a ser determinada, para esse caso, é a área útil de painéis fotovoltaicos flutuantes a serem instalados sobre o reservatório. Nesse sentido, utilizou-se como critério o atendimento mensal da  $GF$  da UHE (21  $MWmed$ ), de acordo com a frequência mensal de contabilização dos custos de compensação da usina, mencionada no item 2.2.

Para a avaliação da conformidade com a  $GF$ , utiliza-se o conceito de curva de permanência (CP). A curva de permanência é uma técnica que dispõe os valores de geração média mensal em função da frequência (percentual de ocorrências) em que essa geração ocorre. A partir da observação da curva de permanência é possível determinar a frequência na qual a  $GF$  é igualada ou superada. Utilizou-se a plotagem de Weibull ( $wp$ ), ver Figura 11, como base para a construção da curva de permanência (VOGEL; FENNESSEY, 1994), tendo como base o tamanho da amostra ( $N=72$ ).

Primeiramente, foram consideradas áreas de painéis fotovoltaicos, de  $50.000 m^2$  a  $400.000 m^2$ , com incrementos de  $1.000 m^2$ . Para cada área  $j$  foi calculada a geração de energia fotovoltaica  $E_{UFVF}$  para cada mês  $i$ ,  $E_{UFVF}(i,j)$ . Dessa forma, a energia hidrelétrica ( $E_{UHE}(i)$ ) obtida pelo histórico de operação da usina, é somada à energia fotovoltaica ( $E_{UFVF}(i,j)$ ), obtendo assim a energia total ( $E_{PVH}(i,j)$ ).

Para a apresentação dos resultados foram utilizadas quatro áreas de painéis fotovoltaicos ( $A_1, A_2, A_3$  e  $A_4$ ), selecionadas a partir do critério de atendimento da  $GF$  em 50%, 60%, 70% e 80% ( $PGF$ ) do período analisado, respectivamente.

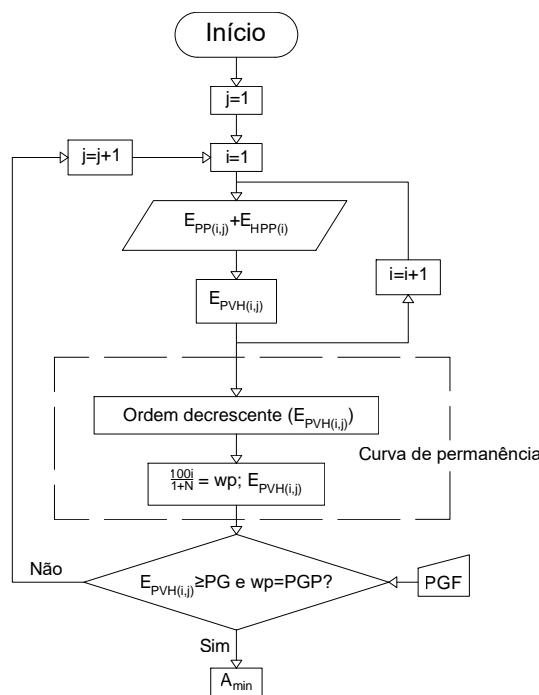


Figura 11: Metodologia utilizada para determinação das áreas de painéis fotovoltaicos - Estratégia I.

### 4.3.2 Estratégia II

A energia gerada pelos painéis, na estratégia II é destinada ao sistema PHES, de forma que a área de painéis flutuantes utilizada para alimentar o sistema de bombeamento foi arbitrada como sendo a área  $A_1$ .

#### Balanço de massa

A vazão do sistema de bombeamento é estimada pela Equação 4.5, a partir da primeira lei da Termodinâmica, em que a região de interesse (volume de controle) envolveu o sistema de bombeamento juntamente à sua tubulação, Figura 12.

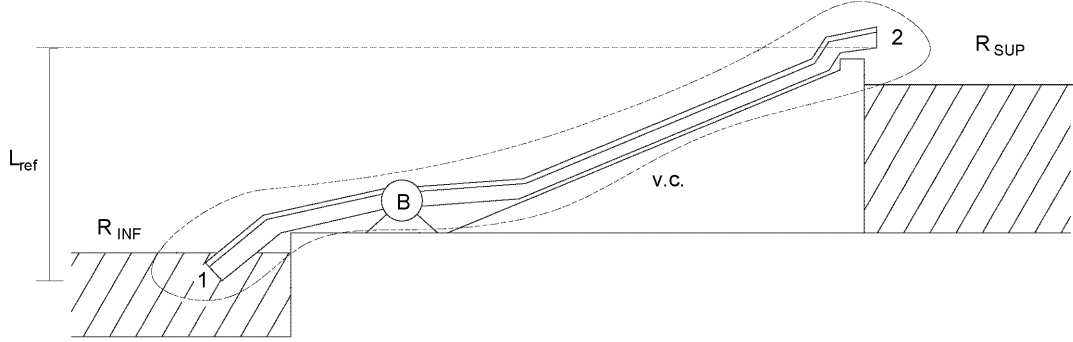


Figura 12: Volume de controle adotado para estimativa da vazão bombeada, onde 1 e 2 representam a entrada e a saída do volume de controle ( $R_{SUP}$  = reservatório a montante (superior), B = bomba,  $R_{INF}$  = reservatório a jusante (inferior)).

$$Q_p(t) = \frac{\eta_p \cdot E_{UFVFF}(t)}{\rho_{agua} \cdot g \cdot (L_{ref} + L_{LT,p})} [m^3 s^{-1}], \quad (4.5)$$

em que  $Q_p$  é a vazão bombeada diária;  $\eta_p$  é a eficiência do conjunto de bombeamento (estimada como 80%);  $\rho_{agua}$  é a massa específica da água à temperatura de 25 °C ( $997,2 \text{ kg m}^{-3}$ );  $g$  é a aceleração da gravidade ( $9,81 \text{ m s}^{-2}$ );  $L_{ref}$  é o comprimento da tubulação, considerado igual ao desnível físico do reservatório (26 m);  $L_{LT,p}$  é uma estimativa de perda de carga equivalente a 20% do comprimento da tubulação.

Outro ponto importante a ser considerado no balanço de massa é a quantificação do volume de água evaporada do reservatório, em que foi aplicado o método de Penman-Montieth FAO56 (*Food and Agriculture Organization of the United Nations*) adaptado (MCJANNET et al., 2008). Esse método é utilizado para estimar a evapotranspiração diária, tendo sido utilizado com sucesso na estimativa da evaporação em reservatório abertos (MCJANNET et al., 2008; ELVIRA et al., 2012; TABOADA et al., 2017), ver Equação 4.6.

$$Ev(t) = \frac{\Delta_{agua}(t) \cdot [R_L(t) - G(t)] + \psi(t) \cdot f(u(t)) \cdot [e_{agua}(t) - e_{ar}(t)]}{[\Delta_{agua}(t) + \psi(t)] \cdot \lambda(t)} [mm \text{ dia}^{-1}], \quad (4.6)$$

em que  $Ev$  é a taxa de evaporação, em  $mm \text{ dia}^{-1}$ ;  $\lambda$  é o calor latente de vaporização, em  $MJ \text{ kg}^{-1}$ ;  $\Delta_{agua}$  é a declividade da curva de pressão de saturação de vapor d'água no ar à temperatura da água, em  $kPa \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ ;  $R_L$  é o saldo de irradiação em  $MJ \text{ m}^{-2} \text{ dia}^{-1}$ ;  $G$  é a energia térmica armazenada no corpo de água, em  $MJ \text{ m}^{-2} \text{ dia}^{-1}$ ;  $f(u)$  é uma função associada à velocidade do vento e à área do reservatório, dada em  $MJ \text{ m}^{-2} \text{ dia}^{-1} \text{ kPa}^{-1}$ ;  $e_{agua}$  é a pressão de saturação de vapor d'água no ar à temperatura da água em  $kPa$ ;  $e_{ar}$  é a pressão parcial de vapor d'água no ar à temperatura do ar, em  $kPa$  e, por fim,  $\psi$  é uma constante psicométrica, dada em  $kPa \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ . As equações utilizadas nesta estimativa estão descritas no Apêndice A.

Nesse sentido, o volume evaporado diariamente no reservatório é determinado pela multiplicação da taxa de evaporação ( $Ev$ ) pela área superficial do reservatório ( $A_r$ ),

definida pela Equação 4.8. Essa área é dada em função do nível do reservatório superior em relação ao nível do mar ( $L_M$ ), que por sua vez é obtido em função do volume total diário em  $hm^3$  ( $V_T$ ), ver Equações 4.7 e 4.8 (CICOGNA, 2003).

$$L_M(t) = \sum_{i=0}^4 c_i \cdot V_T(t)^i [m], \quad (4.7)$$

$$A_r(t) = \sum_{i=0}^4 c_i \cdot L_M(t)^i [km^2], \quad (4.8)$$

Os termos  $c_i$  representam os coeficientes característicos do reservatório em estudo (metodologia adotada pelo setor elétrico brasileiro) (CICOGNA, 2016; CICOGNA, 2003). Os valores dos coeficientes são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5: Modelamento do reservatório: coeficientes. Fonte: (CICOGNA, 2016).

$P(c_i)$	$c_0$	$c_1$	$c_2$	$c_3$	$c_4$
$L_M$	$8,93636 \cdot 10^2$	$5,34974 \cdot 10^{-2}$	$7,76070 \cdot 10^{-5}$	$7,37524 \cdot 10^{-8}$	$2,79634 \cdot 10^{-11}$
$A_r$	$1,33343 \cdot 10^4$	$-3,28661 \cdot 10^1$	$2,00893 \cdot 10^{-2}$	-	-

Tendo em vista as etapas supracitadas, o modelo matemático do balanço de massa do reservatório foi desenvolvido atendendo às seguintes premissas: adoção das vazões afluentes natural e defluente (turbinada + vertida) diárias, conforme histórico de operação da UHE no período analisado. Não foram consideradas perdas por infiltração subterrânea no reservatório.

A Equação 4.9 mostra o volume total armazenado em  $hm^3$  do reservatório, após a implantação do PHES.

$$V_{T,c}(t) = V_T(t) + k \cdot V_p(t) + V_{p,c}(t) - V_{ev,c}(t) [hm^3], \quad (4.9)$$

$$k = \begin{cases} 1 & \text{se } [L_M < 913 (m) \text{ e } Q_{def} > 34 m^3 s^{-1}] \\ 0 & \text{se } [L_M > 913 (m) \text{ ou } Q_{def} \leq 34 m^3 s^{-1}]. \end{cases} \quad (4.10)$$

Onde  $V_p$  é o volume bombeado do reservatório inferior para o superior no dia  $t$ ,  $V_{p,c}$  é o volume bombeado acumulado até o  $t$ -ésimo dia e  $V_{ev,c}$  é o volume evaporado acumulado e corrigido, considerando a vazão bombeada e o efeito da diminuição da evaporação devido à presença dos painéis.

O processo de armazenamento opera de acordo com a variável binária  $k$  (Equação 4.10), que assume um valor nulo quando o reservatório atinge seu limite máximo de armazenamento e a vazão afluenta é superior à defluente em períodos de alto nível de armazenamento; e, em qualquer situação que a vazão defluente é inferior à mínima estabelecida como restrição de operação para a UHE. Caso contrário, a variável  $k$  assume valor 1, significando assim que há bombeamento do reservatório inferior para o superior.

Fisicamente, a variável  $k$  pode ser determinada por sensores de vazão e nível.

#### Balço de energia - Potencial de geraço

O armazenamento em longo prazo, estimado pela Equaço 4.9, proporciona elevaçoes diárias no nível do reservatório superior, conforme mostra a Equaço 4.7. Essas elevaçoes concedem à UHE um novo potencial de geraço de energia elétrica, ver Equaço 4.11 (KADOWAKI, 2012).

$$E_{UHE}(t) = [L_M(t) - L_J - L_{LT,gen}(t)] \cdot k_{sp} \cdot Q_{turb}(t) [MWmed], \quad (4.11)$$

onde  $L_J$  representa o nível de água a jusante da barragem em relação ao nível do mar e é considerado constante (886,1 m); as perdas presentes no conduto forçado são representadas pelo termo  $L_{LT,gen}$  em m que, por sua vez, é função de uma perda constante característica da UHE ( $k_p$ ), dada em  $s^2 m^{-5}$ ;  $k_{sp}$  é a produtibilidade específica da UHE, em  $MW m^{-2} s^{-1}$ , definida pelo produto entre aceleração da gravidade, massa específica da água e rendimento constante do conjunto turbina/gerador. A Tabela 3 apresenta o valor dessas constantes.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 5.1 Projeto da Usina Solar Fotovoltaica Flutuante

#### Maximização da incidência de radiação solar

Conforme mencionado no item 4.2.1, para elaboração do projeto da UFVF, inicialmente, calculou-se a inclinação dos painéis, de forma a maximizar a incidência de radiação solar no período analisado. O ângulo de inclinação calculado foi  $16^\circ$ .

Dessa forma, considerando o posicionamento dos módulos sobre o reservatório, a utilização do albedo da água nos cálculos se justifica também pela baixa inclinação calculada, quando comparada à obtida em função do albedo do concreto (0,55), utilizado em instalações convencionais. Para o caso do albedo do concreto, a convenção que estima a latitude local como o ângulo de inclinação ( $\beta$ ) ótimo é válida (MIRANDA; SZKLO; SCHAEFFER, 2015). Em estruturas fotovoltaicas flutuantes, ângulos menores que a latitude local proporcionam melhor capacidade de geração ao sistema, além de diminuir o espaço entre as linhas dos painéis de forma a evitar o sombreamento, e ainda reduzem os efeitos do vento no comportamento da estrutura (FERRER-GISBERT et al., 2013).

Nesse sentido, a Figura 13 mostra através de uma média móvel, o comportamento anual (média diária) da radiação solar incidente sobre os planos horizontal ( $H$ ) e inclinado ( $H_T$ ).

A Tabela 6 mostra os valores diários de irradiação solar para as estações secas e úmidas do período analisado. A ocorrência dessas estações foi determinada a partir da série histórica de vazão natural afluyente da bacia (ver Figura 10), em que anualmente, os períodos secos estão entre os meses de abril e novembro, enquanto os úmidas acontecem no primeiro trimestre de cada ano e no mês de dezembro.

Dessa maneira, a inclinação dos painéis produziu ganhos consideráveis nas estações secas, aumentando em cerca de 11% a radiação incidente sobre os painéis. Entretanto, nos períodos úmidos, essa inclinação reduziu o valor médio de irradiação solar em mais de 2%, justificando, de fato, a inclinação dos painéis durante o período analisado.

Tabela 6: Irradiação solar diária.

Irradiação solar ( $kWh\ m^{-2}\ dia^{-1}$ )	Estação	
	Úmida	Seca
$H$ (Horizontal)	4,78	3,74
$H_T$ (Inclinada)	4,68	4,14

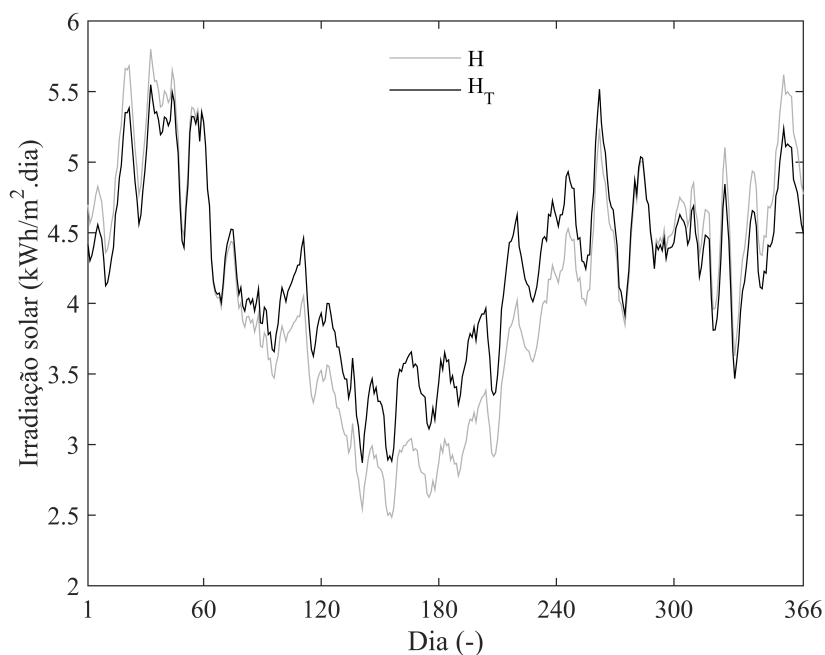


Figura 13: Radiação solar diária incidente nos planos horizontal e inclinado.

### Estimativa de temperatura da célula e fator de correção

A Figura 14 apresenta a aplicação do modelo matemático expresso pela Equação 4.2 (item 4.2.1), para estimativa da temperatura média diária de operação do painel. É possível observar uma variação média entre as temperaturas da célula e ambiente próxima a 20 °C.

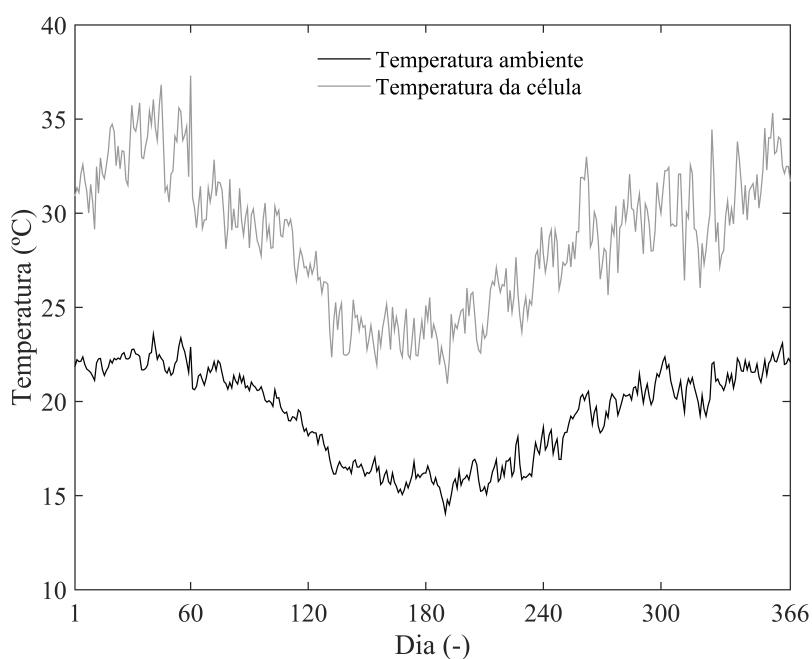


Figura 14: Estimativa da temperatura média diária da célula fotovoltaica.



Nesse sentido, a Figura 15 mostra o comportamento do fator de correção de temperatura do módulo,  $F_{corr}$  (Equação 4.3), em função da temperatura ambiente. Observa-se, portanto, o decaimento dessa variável com o aumento da temperatura ambiente, e segundo a Equação 4.4, esse decaimento provoca queda proporcional na energia gerada pelo módulo, podendo chegar a 6% de perda para temperaturas próximas a 24 °C.

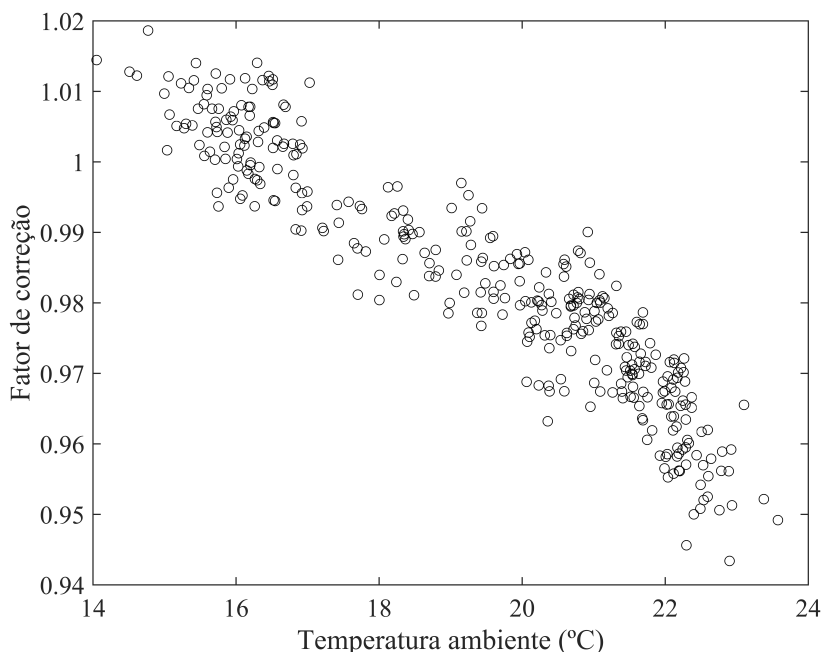


Figura 15: Comportamento do fator de correção de temperatura do módulo em função da temperatura ambiente.

Para uma melhor percepção de escala do projeto da UFVF desenvolvido, foi estimada a geração de energia por  $km^2$  de instalação. Dessa forma, o estudo foi confrontado com o trabalho da autora (STRANGUETO, 2016), que estabeleceu como referência, a geração média por  $km^2$  entre 16 arranjos fotovoltaicos em operação, conforme mostra Tabela 1.

Portanto, tendo em vista a média de geração descrita ( $89,93 MWp km^{-2}$ ), a metodologia empregada nesse trabalho apresenta-se coerente para as condições e análises realizadas, sendo obtida uma capacidade de geração equivalente a  $82,75 MWp km^{-2}$ , ou seja, aproximadamente 8% inferior à média utilizada como referência por (STRANGUETO, 2016). Aproveitando o fato de que a autora incluiu em seu trabalho 165 das principais hidrelétricas brasileiras, foi possível comparar para a mesma UHE, a energia elétrica gerada ( $MWh ano^{-1}$ ) por um arranjo fotovoltaico de  $0,01 km^2$ . Dessa forma, foi obtida uma geração anual de energia elétrica cerca de 10% ( $1.969 MWh ano^{-1}$ ) inferior à calculada pela autora ( $2.174 MWh ano^{-1}$ ). Isso se deve aos diferentes períodos amostrais adotados, à utilização do PVSYST que, mesmo se tivesse recebido como entrada o período amostral

considerado nesse trabalho (2010-2015), retornaria resultados diferentes, em razão das diferentes metodologias de cálculo utilizadas pelo programa, localizações das estações meteorológicas, entre outras.

## 5.2 Estratégia I

Como indicado na metodologia, as áreas de painéis flutuantes foram determinadas com base no percentual de atendimento da garantia física, utilizando a rotina apresentada na Figura 11. O percentual de 50% representou uma área líquida de painéis de  $54.000 m^2$ , 60% uma área de  $111.000 m^2$ , 70% uma área de  $239.000 m^2$  e 80% uma área de  $304.000 m^2$ . Com esse resultado, a curva de permanência foi construída, ver Figura 16, considerando o caso da hidrelétrica operando com e sem painéis flutuantes (UHE).

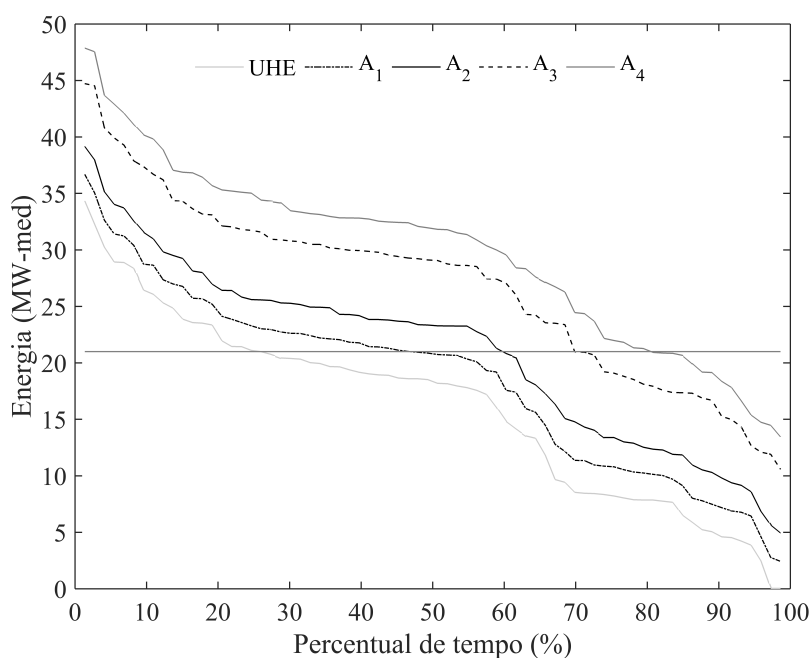


Figura 16: Curvas de permanência da geração combinada mensal.

Adicionalmente, utilizando a mesma rotina é possível determinar que, para atender a  $GF$  durante 100% do período avaliado, é necessário uma área de  $485.000 m^2$  de painéis fotovoltaicos, o que equivale a 0,7% da área total do reservatório.

A Figura 17 mostra a energia hidrelétrica diária anual sendo complementada pela geração fotovoltaica. A área  $A_1$  forneceu à UHE um ganho energético diário de  $2,43 MW_{med}$ , atingindo picos superiores a  $4 MW_{med}$  nos verões. Apesar da área  $A_1$  elevar o potencial médio de geração da UHE em apenas 15%, a energia gerada foi capaz de ampliar em até 92% a frequência mensal de cumprimento da garantia física (de 26% para a UHE, para 50% para a  $A_1$ ), ver Figura 16.

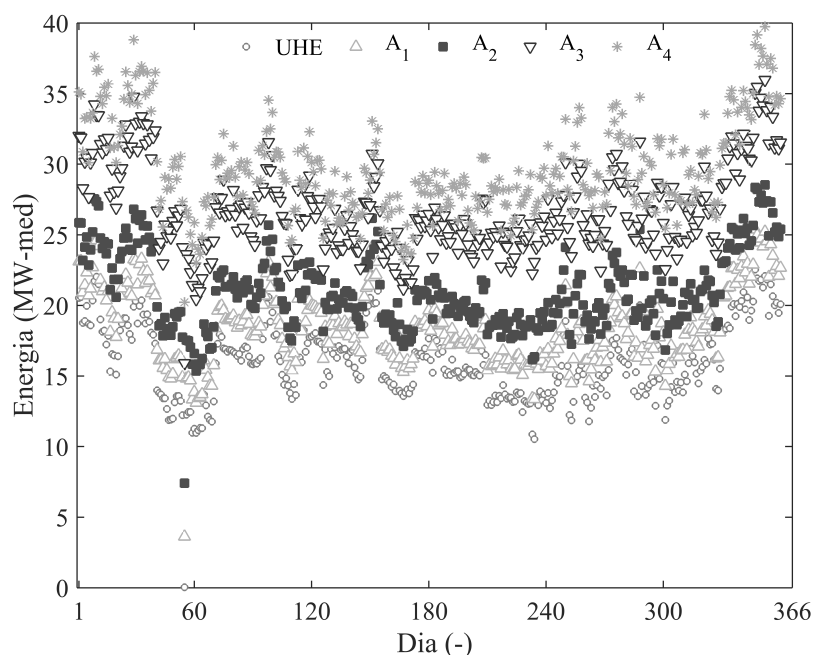


Figura 17: Complementarização da energia hidrelétrica diária.

As outras áreas produziram ganhos ainda mais expressivos, ver Tabela 7. A área  $A_4$ , por exemplo, além de triplicar o percentual de permanência da UHE em torno da garantia física, proporcionou picos diários de geração fotovoltaica superiores a  $24 MWmed$ .

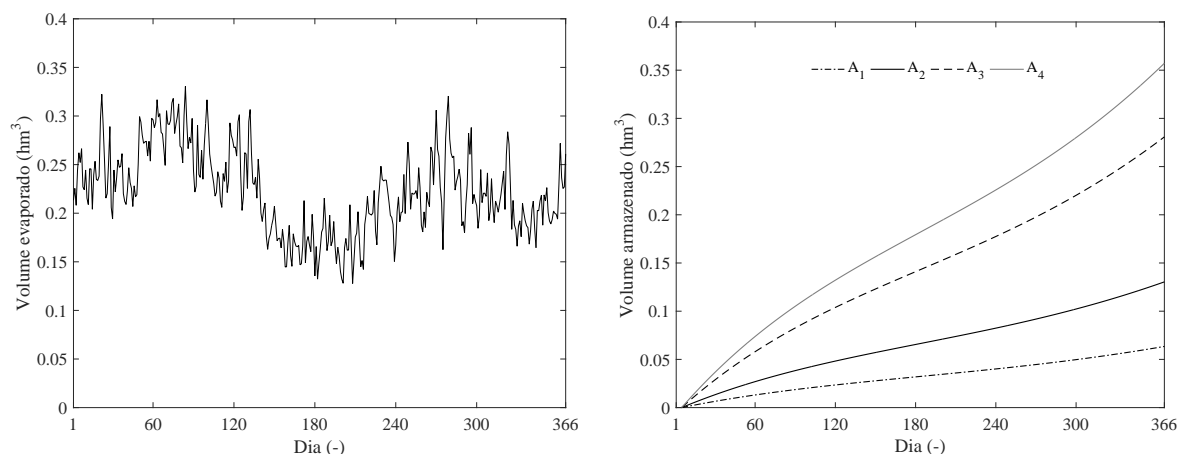
Tabela 7: Energia elétrica gerada pelas áreas de painéis flutuantes simuladas.

Área	Energia gerada ( $MWmed$ )	
	Máx	Média
$A_1$	4,36	2,42
$A_2$	8,96	4,98
$A_3$	19,31	10,73
$A_4$	24,55	13,65

### 5.3 Estratégia II

O volume evaporado do reservatório apresentou valores máximos no verão e mínimos no inverno, respondendo à periodicidade das variáveis meteorológicas apresentadas na Equação 4.6, conforme mostra a Figura 18a.

Já a Figura 18b mostra o volume acumulado no reservatório devido à obstrução física provocada pelos painéis fotovoltaicos (na região dessa oclusão, considera-se que o volume evaporado reduziu-se em até 80% (FERRER-GISBERT et al., 2013)). Observa-se que o volume acumulado devido a presença da área  $A_4$  (ver Figura 18b), por exemplo, ao final de 366 dias, é próximo à quantidade de água evaporada por todo o espelho d'água



(a) Comportamento diário anual do volume evaporado por todo o espelho d'água do reservatório da UHE. (b) Volume de água evaporado evitado devido à presença das usinas fotovoltaicas flutuantes ( $A_1, A_2, A_3$  e  $A_4$ ) no reservatório.

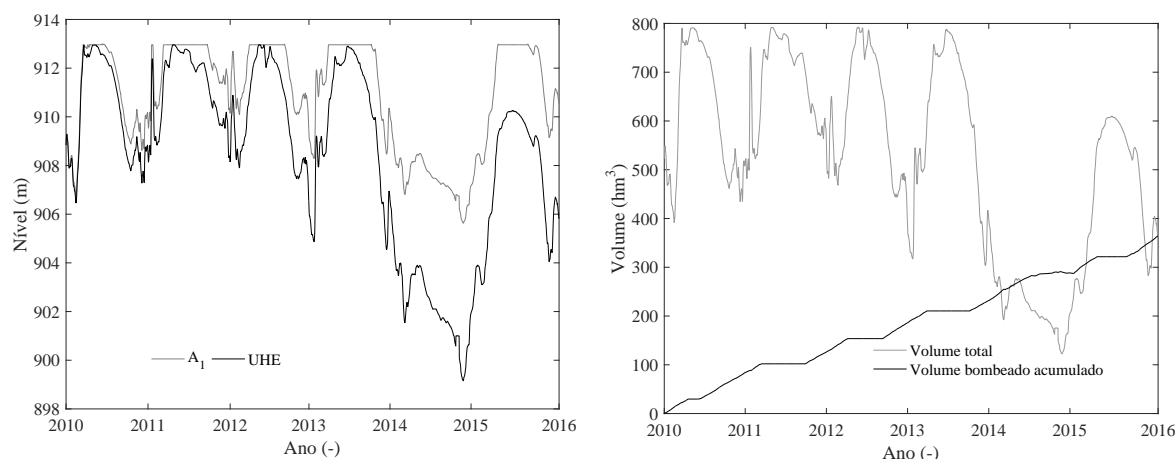
Figura 18: Análise das perdas por evaporação do reservatório.

do reservatório em um dia de verão (ver Figura 18a, dia = 75). Isso se deve às pequenas dimensões das usinas fotovoltaicas simuladas, se comparadas à área do reservatório, para o caso avaliado. O efeito prático da redução do volume evaporado pode ser considerado desprezível, conforme evidenciado pela baixa representatividade do volume armazenado ( $0,35 \text{ hm}^3$  para a  $A_4$ ) frente ao volume do reservatório ( $792 \text{ hm}^3$ ).

Em razão dessa baixa representatividade, esse volume armazenado poderia ser destinado a outros fins, como por exemplo, ao abastecimento de água. Dessa forma, considerando o consumo médio de água per capita para uma cidade adjacente ao reservatório, Lavras, cuja média nos anos de 2002 a 2013 representou um consumo equivalente a 152 litros por pessoa por dia (SNIS, 2013), verifica-se, então, que esse volume seria capaz de suprir a demanda diária de aproximadamente 1124 habitantes.

Entretanto, se a presença de qualquer uma das UFVF simuladas fosse somada a uma manta térmica, responsável pelo cobrimento de toda a superfície (obviamente em um caso em que não houvessem influências ao ecossistema), teria-se em um ano, um armazenamento próximo a 10% do volume máximo do reservatório, impactando positivamente no planejamento hídrico do reservatório.

A Figura 19a apresenta o nível do reservatório para a condição com e sem o bombeamento,  $A_1$  e UHE, respectivamente. Devido às características climáticas da região, observa-se que o limite máximo do reservatório é atingido nos períodos úmidos. Para o nível do reservatório se manter constante nesse limite, mesmo com vazões afluentes superiores às defluentes, o bombeamento deve ser cessado, (Figura 19b), ou juntamente ao volume afluente excedente, pode ser destinado a outros fins, tais como a criação de reservatórios estratégicos que auxiliem o reservatório principal no armazenamento de água em regimes úmidos; otimização das variáveis hidrelétricas em função das demandas diárias



(a) Elevação do nível do reservatório em função do bombeamento proporcionado pela área  $A_1$  de painéis flutuantes. (b) Volume total do reservatório sem bombeamento e volume bombeado acumulado fornecido pela área  $A_1$  de painéis flutuantes.

Figura 19: Comportamento físico do reservatório impulsionado pela estratégia 2.

de geração; geração de energia alternativa envolvendo uma unidade de geração hidrelétrica adicional; abastecimento de cidades próximas e utilização para irrigação de lavouras.

Mesmo com a indefinição na utilização desse volume excedente, é possível constatar, neste trabalho, o efeito positivo do bombeamento em anos críticos (2014 e 2015). Dessa forma, a queda bruta média da UHE apresentou um ganho médio próximo a 16% no ano de 2014 e, devido às condições hidrográficas mais favoráveis, apresentou um ganho ainda maior em 2015, superior a 20%.

Em consequência da elevação do nível do reservatório, a UHE obteve um ganho diário de geração próximo a  $2 \text{ MW}_{med}$ , destacando-se a influência positiva do bombeamento em longo prazo, no que diz respeito à redução de impactos provocados pela variabilidade hídrica. A Figura 20 exhibe a elevação do potencial de geração da UHE.

## 5.4 Comparação entre as estratégias de gerenciamento

Com o intuito de realizar uma análise comparativa entre as estratégias, fez-se necessário utilizar a discretização sazonal do período, mencionada no item 5.1.

Durante os períodos secos, a conexão direta da UFVF à subestação da UHE se mostrou mais eficiente, produzindo cerca de  $1 \text{ MW}_{med}$  a mais de energia elétrica do que o sistema de bombeamento. Já nos períodos úmidos, além da irradiação solar, nota-se participação efetiva da vazão afluyente natural na estratégia II, contribuindo na elevação do armazenamento de água no reservatório, que mesmo com perdas adicionais (conjunto de bombeamento, tubulação e conduto forçado) apresentou um potencial de geração próximo

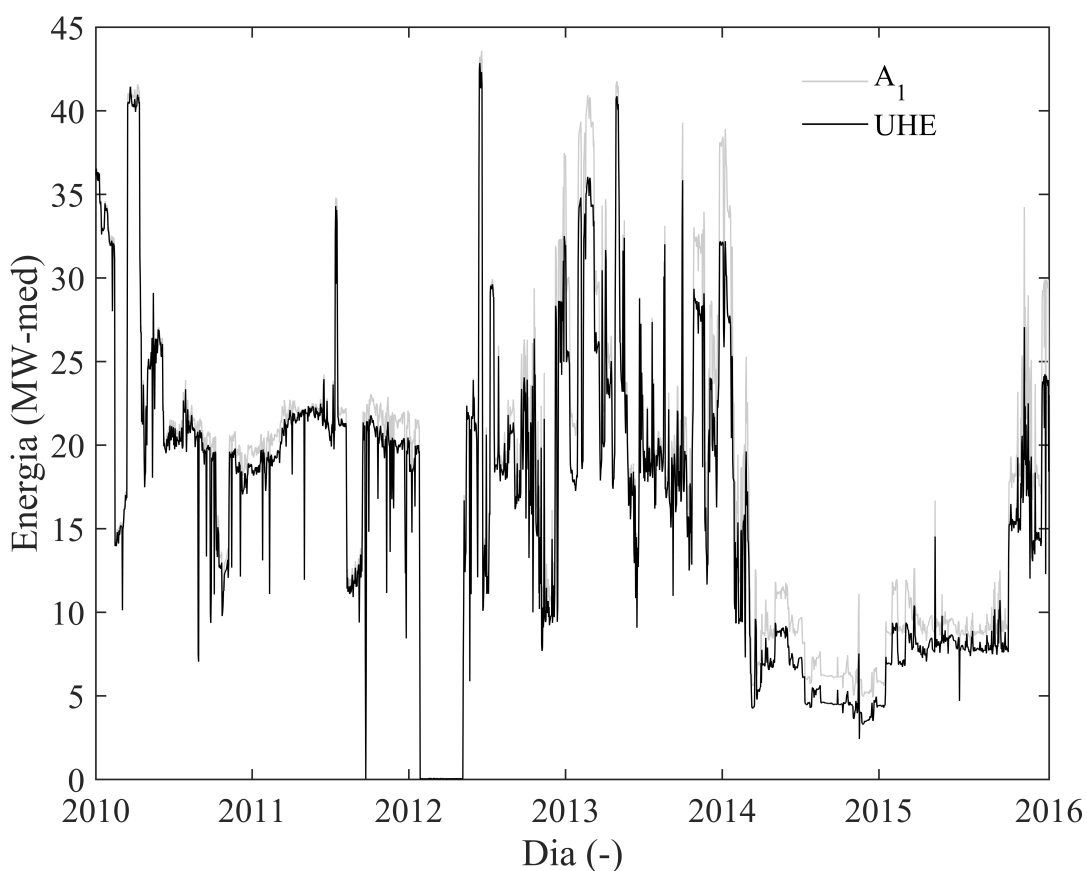


Figura 20: Complementarização da energia hidrelétrica diária.

ao fornecido pela conexão direta.

Portanto, por estar sujeita também à variabilidade hidrológica da bacia, a alteração média do potencial de geração entre esses períodos (secos e úmidos), foi maior para a estratégia II, que apresentou uma variação 60% superior quando comparada à estratégia I. Dessa forma, a Tabela 8 traz um breve comparativo (qualitativo e específico para a UHE em estudo) entre as duas alternativas de gestão do reservatório abordadas. O retorno econômico evidenciado teve como base o potencial de geração das estratégias.

Tabela 8: Análise comparativa (qualitativa) entre as duas estratégias de gerenciamento para o sistema híbrido hidrelétrico-fotovoltaico em estudo.

Estratégias Estação	1		2	
	Úmida	Seca	Úmida	Seca
Eficiência	++++	+++++	+++++	+++
Capacidade de armazenamento	-	-	+++++	+++++
Ambientalmente amigável	++++		+++	
Investimento financeiro	+++		+++++	
Retorno financeiro operacional	++++	+++++	+++++	+++

A pontuação nesta tabela foi definida com um sinal positivo (+). Em cada item, quanto maior a pontuação, mais sinal positivo ele receberá. Para as despesas de capital, em especial, uma pontuação maior significa um sistema mais oneroso.

Comparado à operação no período anterior à crise (2010-2013) hídrica, o sistema de bombeamento apresentou maior aumento médio no potencial de geração da UHE, sendo possível ainda a utilização do volume excedente de água, mencionado na seção 5.3 (Figura 21).

Quanto ao cumprimento da garantia física, a Figura 22 mostra que o sistema

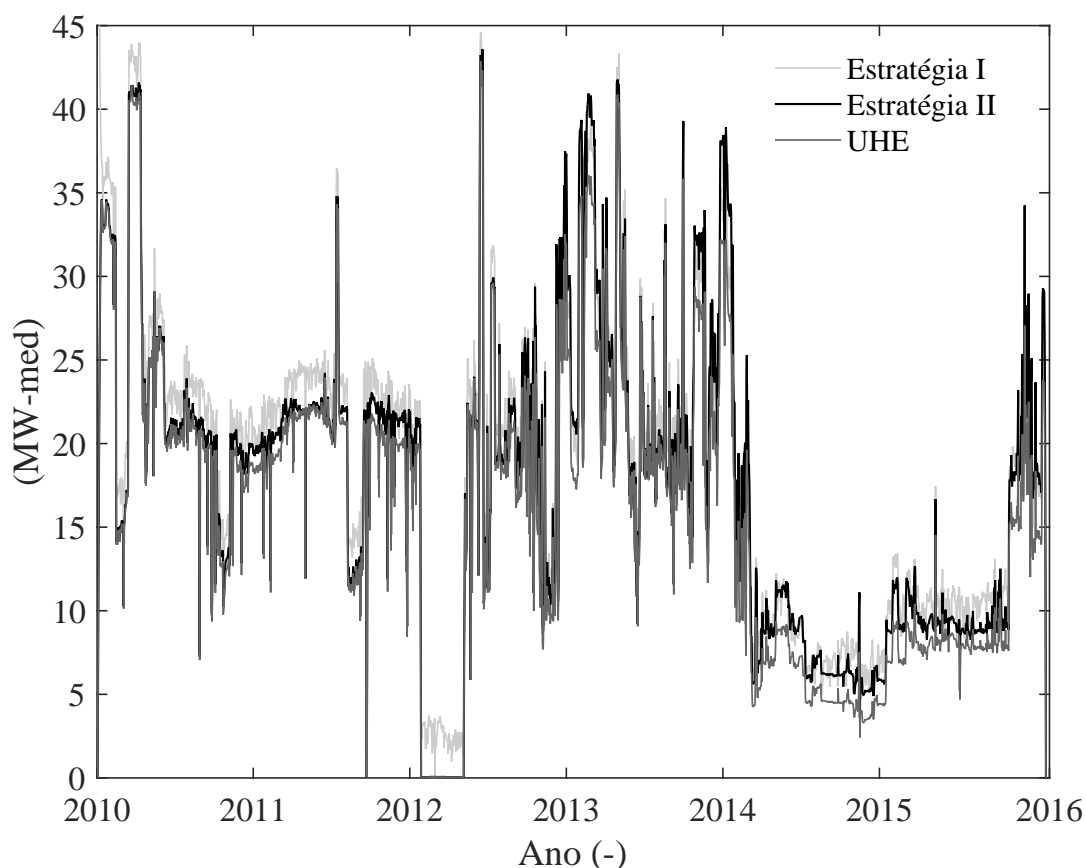


Figura 21: Potencial de geração proporcionado pela área  $A_1$  de painéis flutuantes.

híbrido gerenciado pela estratégia II não conseguiu atender o mesmo percentual de tempo que a área  $A_1$  da estratégia I (50%), conseguindo suprir a garantia física em apenas 36% das ocorrências no período analisado. Esse comportamento pode ser justificado pelos baixos índices do nível do reservatório em anos críticos, ver Figura 19a.

A Figura 23 apresenta uma análise do retorno econômico operacional proporcionado pela área  $A_1$  de painéis flutuantes.

Nesse sentido, mesmo com os riscos hidrológicos amenizados, em razão da participação da UHE no MRE, notam-se consequências financeiras negativas no histórico de compensação da usina, principalmente, em períodos de estiagem (entre os meses 48 e 72). Esse saldo negativo é fruto da geração total do MRE estar abaixo da  $GF$  total correspondente ( $GSF < 1$ ), conforme discutido na seção 2.2. Essa característica expôs todas as UHE do SIN ao mercado de curto prazo (SILVA; NETO; SEIFERT, 2016), cuja valoração da energia ( $PLD$ ) é muito superior às tarifas internas praticadas no MRE ( $TEO$ )

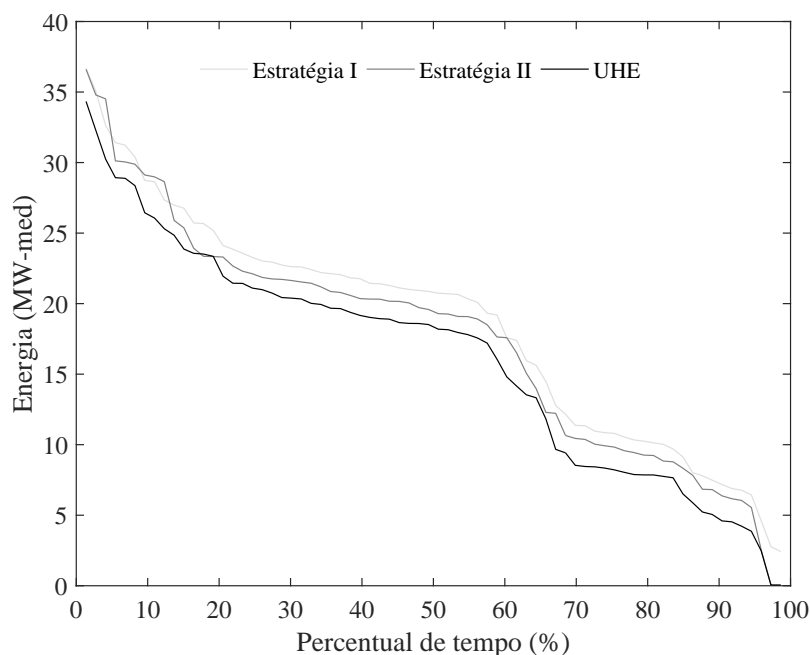


Figura 22: Avaliação do cumprimento da garantia física para as estratégias I e II.

(CCEE, 2016). Nesse sentido, ao final do período analisado, a estratégia II apresentou um retorno econômico operacional (corrigido pelo Índice Geral de Preços do Mercado ( $IGP - M$ ) (FGV, 2016)) 2% superior ao fornecido pela estratégia I, em razão dos elevados potenciais de geração em períodos de fortes exposições, como por exemplo o potencial fornecido nos meses 36, 37 e 38, que apresentaram os menores  $GSF$  do período. Já nos dois últimos anos do período, nota-se maior retorno econômico operacional para o sistema híbrido gerenciado de acordo com a estratégia I, em razão dos baixos níveis do reservatório e geração de energia, ver Figuras 19a e 21. Dessa forma, ambas estratégias apresentaram retornos econômicos operacionais mensais próximos a R\$ 680,000.



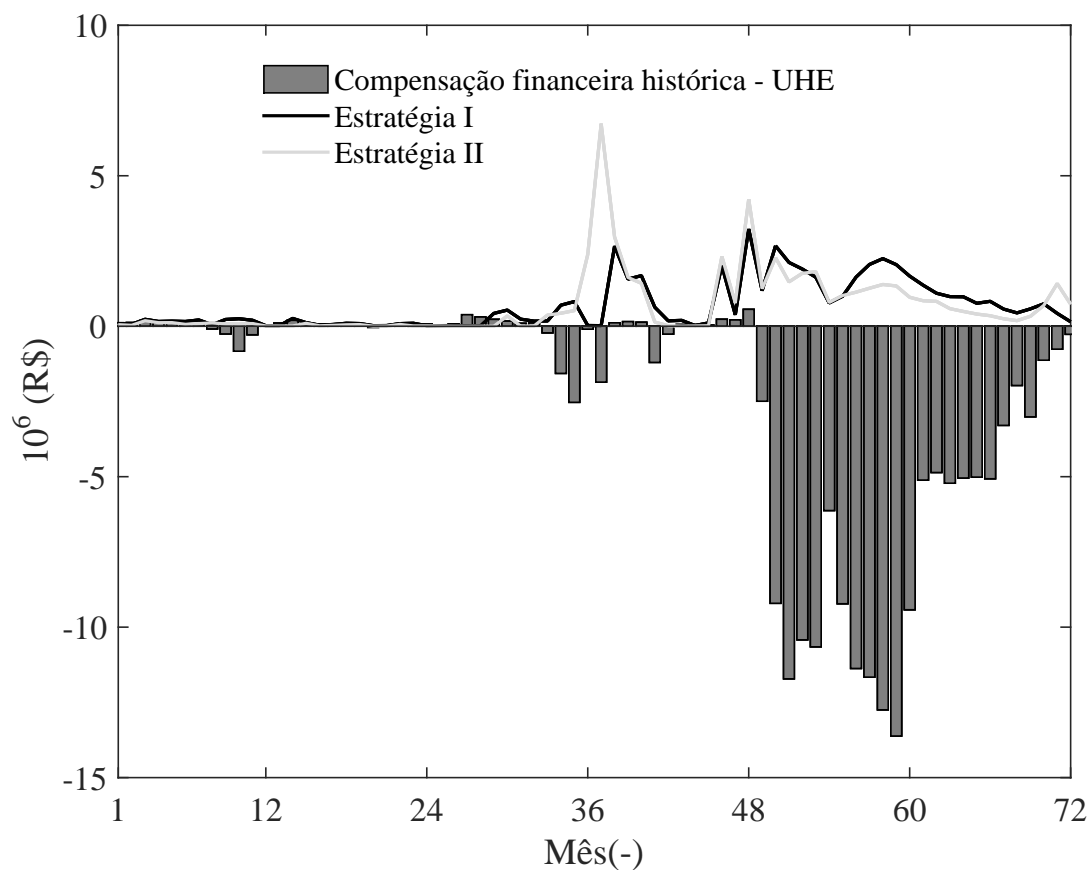


Figura 23: Retorno econômico operacional proporcionado pelas estratégias de gerenciamento. Os valores negativos correspondem ao histórico de penalizações impostas à UHE.

## 6 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou estratégias de gerenciamento energético para o uso de painéis flutuantes em reservatórios de usinas hidrelétricas. Duas estratégias foram propostas: a primeira considerando que os painéis fotovoltaicos estariam diretamente conectados à subestação da UHE, e a segunda considerando que a energia dos painéis seria utilizada para acionar um sistema de armazenamento do tipo PHES.

Uma metodologia foi apresentada visando auxiliar estudos de viabilidade técnica para as duas estratégias propostas. De forma a exemplificar a aplicação dessa metodologia para um caso real, foram utilizados dados históricos e informações de uma usina hidrelétrica em operação e os resultados foram discutidos.

Nesse estudo, calculou-se quatro áreas de painéis fotovoltaicos, de forma a atender a garantia física imposta à UHE em 50%, 60%, 70% e 80% do período analisado. Para cumprir o percentual de 50% calculou-se uma área de  $54.000 \text{ m}^2$ . Quando somada à energia hidrelétrica gerada, historicamente, a complementação energética fornecida por essa área quase dobrou o percentual de atendimento à garantia física da UHE (passando de 26% para 50%). De forma a realizar comparações entre as duas estratégias, a área de painéis anterior ( $A_1$ ), foi também considerada para o sistema de bombeamento.

O efeito prático da presença dos painéis para diminuir a perda por evaporação foi desprezível, em razão da baixa representatividade do volume acumulado anual, cuja ordem de grandeza foi  $10^6$  menor que a do volume do reservatório. Nesse sentido, esse volume armazenado poderia ser destinado a outros fins, como por exemplo a irrigação de lavouras adjacentes ao reservatório da UHE, ou até mesmo contribuir no abastecimento de água.

Como esperado, a segunda estratégia contribuiu para o aumento do armazenamento de água do reservatório, bombeando diariamente cerca de  $0,25 \text{ hm}^3$  de água, fornecendo maior capacidade de planejamento hidrelétrico para a usina. Além de depender diretamente da irradiação solar, a operação da usina conforme essa estratégia se mostrou sensível às variáveis operacionais da UHE (vazão afluente natural e defluente), obtendo melhor desempenho nos períodos úmidos e no período crítico (2014 e 2015).

Adicionalmente, foi criado um quadro comparativo para auxiliar na avaliação do comportamento das estratégias em diferentes períodos (secos e úmidos), sendo considerados cinco parâmetros (eficiência, capacidade de armazenamento, impacto ambiental, investimento financeiro e retorno econômico operacional). De maneira geral, a primeira estratégia foi mais eficiente nos dois períodos, entretanto, esse desempenho não assegurou a ela maior retorno econômico operacional.

Apesar das vantagens técnica e econômica dos sistemas flutuantes ainda não estarem claras para o Brasil, que atualmente dispõe de dois projetos pilotos, verifica-se o efeito positivo da complementação da energia hidrelétrica nas duas estratégias de gerenciamento, em que ambas elevaram o potencial de geração da UHE isolada, reduzindo os efeitos da última crise hídrica.

Como trabalho futuro, sugere-se:

- analisar o aumento da produção anual de energia da usina hidrelétrica em decorrência do uso do sistema híbrido aliado à uma gestão otimizada do reservatório (i.e. armazenamento sazonal);
- elaborar uma metodologia de avaliação de desempenho do sistema híbrido em regimes de escassez hídrica e de descarregamento para atendimento da demanda de pico, atribuindo parametrização para estudos de viabilidade técnica-econômica;
- analisar a regulamentação setorial e a legislação vigente em busca de aperfeiçoamentos que visam incentivar a aplicação de sistemas de armazenamento de energia solar-hidráulica (e.g. avaliar modelos de negócio que viabilizem a aplicação).

## Referências

- ABRADEE. *Visão Geral do Setor, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica*. 2016. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 23 dez. 2016. Citado na página 5.
- ALMOROX, J.; QUEJ, V. H.; MARTI, P. Global performance ranking of temperature-based approaches for evapotranspiration estimation considering köppen climate classes. *Journal of Hydrology*, v. 528, p. 514–522, 2015. Citado na página 19.
- AN, Y. et al. Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation: Applications to short-term scheduling. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v. 7, n. 6, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 1 e 2.
- ANA. *Sistema de Monitoramento Hidrológico, Agência Nacional das Águas*. 2016. <http://mapas-hidro.ana.gov.br/Usuario/DadoPesquisar.aspx>. Acesso em: 20 jun. 2016. Citado 2 vezes nas páginas ix e 19.
- ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil, Agência Nacional de Energia Elétrica*. 2002. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro\\_atlas.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf)>. Acesso em: 12 nov. 2016. Citado na página 11.
- ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil - Parte II: Fontes Renováveis, Agência Nacional de Energia Elétrica*. 2016. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas\\_par2\\_cap3.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par2_cap3.pdf)>. Acesso em: 12 dez. 2016. Citado 2 vezes nas páginas 11 e 13.
- ANEEL. *Banco de Informações de Geração - (BIG): Capacidade de Geração do Brasil, Agência Nacional de Energia Elétrica*. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 25 mai. 2017. Citado 3 vezes nas páginas ix, 4 e 11.
- ANEEL. *Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico, Agência Nacional de Energia Elétrica*. 2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico>>. Acesso em: 20 fev. 2017. Citado 2 vezes nas páginas ix e 5.
- ANEEL. *Tarifa de Energia de Otimização - (TEO), Agência Nacional de Energia Elétrica*. 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifas>>. Acesso em: 12 fev. 2017. Citado 2 vezes nas páginas ix e 8.
- BARDELIN, C. E. A. *Os efeitos do Racionamento de Energia Elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no Consumo de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) — USP, São Paulo, 2004. Citado na página 8.
- BELUCO, A.; SOUZA, P. K.; KRENZINGER, A. A dimensionless index evaluating the time complementarity between solar and hydraulic energies. *Renewable Energy*, v. 33, n. 10, p. 2157–2165, 2008. Citado na página 19.

- BRITO, M. C. T. *Análise da repactuação do risco hidrológico das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia*. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) — UFRJ, Rio de Janeiro, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 6, 7 e 8.
- BUENO, E. de O. *Evaporação do reservatório da Usina Hidrelétrica de Camargos: caracterização da pegada hídrica*. Dissertação (Mestrado em Recursos Hídricos em Sistemas Agrícolas) — UFLA, Lavras, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 12, 13 e 47.
- CCEE. *Regras de comercialização - Mercado de Realocação de Energia, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. 2016. Disponível em: <[www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)>. Acesso em: 25 nov. 2016. Citado na página 37.
- CCEE. *PLD - Preços médios, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. 2017. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos)>. Acesso em: 12 fev. 2017. Citado 3 vezes nas páginas ix, 7 e 8.
- CICOGNA, M. A. *Sistema de suporte à decisão para o planejamento e a programação da operação de sistemas de energia elétrica*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas, 2003. Citado na página 26.
- CICOGNA, M. A. *HydroData Software*. 2016. Disponível em: <[http://www-hydrobyte.com.br](http://www.hydrobyte.com.br)>. Acesso em: 12 jul. 2016. Citado 3 vezes nas páginas xi, 21 e 26.
- CICOGNA, M. A. et al. *Multireservoir Simulation Using Multipurpose Constraints and Object-Oriented Software design*. 2009. EWRI/ASCE, Kansas City, Missouri, EUA. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 21.
- 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*, v. 4, n. 3, p. 39–51, 1999. Citado na página 13.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. *Solar engineering of thermal processes*. New York: Wiley, 2013. A Wiley-Interscience publication. Citado na página 22.
- 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*, v. 458–459, p. 59–67, 2012. Citado na página 25.
- FERRER-GISBERT, C. et al. A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs. *Renewable Energy*, v. 60, p. 63–70, 2013. Citado 3 vezes nas páginas 2, 28 e 32.
- FGV. *Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M)*, Fundação Getúlio Vargas. 2016. Disponível em: <<http://www.portalbrasil.net/igpm.htm>>. Acesso em: 27 dez. 2016. Citado na página 37.
- FILHO, D. da S. *Dimensionamento de Usinas Hidrelétricas através de técnicas de otimização evolutiva*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — USP, São Carlos, 2013. Citado 2 vezes nas páginas ix e 9.
- FILHO, G. L. T. et al. Analysis of brazilian shp policy and its regulation scenario. *Energy Policy*, v. 39, n. 10, p. 6689–6697, 2011. Citado na página 7.

- GREEN, M. A. Photovoltaic principles. *Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures*, v. 14, n. 1–2, p. 11–17, 2002. Citado na página 14.
- IBM. *IBM/SPSS Software, Version 23.0*. Armonk, NY, 2016. Disponível em: <<https://www.ibm.com/software/br/analytics/spss>>. Acesso em: 12 jul. 2016. Citado na página 20.
- KADOWAKI, M. *Modelo de programação da operação de sistemas hidrotérmicos predominantemente hidrelétricos*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — UNICAMP, Campinas, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 10, 11 e 27.
- KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A. *Photovoltaic Array Performance Model*. [S.l.], 2004. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.
- KWAN, C. Y. A study on power generation analysis of floating pv system considering environmental impact. *International Journal of Software Engineering and Its Applications*, v. 8, n. 1, p. 75–84, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 23.
- LEE, Y. G.; JOO, H. J.; YOON, S. J. Design and installation of floating type photovoltaic energy generation system using frp members. *Solar Energy*, v. 108, p. 13–27, 2014. Citado na página 2.
- LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse, and total solar radiation. *Solar Energy*, v. 3, n. 4, p. 1–19, 1960. Citado na página 22.
- MARGETA, J.; GLASNOVIC, Z. Introduction of PV energy into an existing HEP. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 26, n. 3, p. 717–727, 2011. Citado na página 2.
- MCJANNET, D. L. et al. *Estimating open water evaporation for the Murray-darling basin: a report to the Australian government from the CSIRO Murray-Darling basin sustainable yields project*. 2008. Melbourne: CSIRO. Citado 3 vezes nas páginas 13, 25 e 47.
- MIRANDA, R. F. C.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Technical-economic potential of PV systems on brazilian rooftops. *Renewable Energy*, v. 75, p. 694–713, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 1 e 28.
- NREL. *System Advisor Model (SAM) Software, National Renewable Energy Laboratory*. 2016. <https://sam.nrel.gov/>. Acesso em: 18 set. 2016. Citado 2 vezes nas páginas xi e 22.
- OLIVO, M. *The Largest Solar Power Plant in the World*. 2016. Disponível em: <<http://www.nextnature.net/2016/02/largest-solar-power-plant-world/>>. Acesso em: 12 set. 2016. Citado na página 16.
- ONS. *Procedimentos de Rede, Módulo 2, Submódulo 2.3, Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos, Operador Nacional do Sistema Elétrico*. 2011. Citado na página 21.
- ONS. *Séries históricas de vazões, Operador Nacional do Sistema Elétrico*. 2016. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/operacao/vazoes\\_naturais.aspx](http://www.ons.org.br/operacao/vazoes_naturais.aspx)>. Acesso em: 12 jul. 2016. Citado 3 vezes nas páginas ix, 20 e 21.

- ONS. *Energia Armazenada - subsistema SE/CO, Operador Nacional do Sistema Elétrico*. 2017. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/historico/energia\\_armazenada.aspx](http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx)>. Acesso em: 13 fev. 2017. Citado 2 vezes nas páginas ix e 9.
- ONS. *O Operador Nacional do Sistema Elétrico*. 2017. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/institucional/o\\_que\\_e\\_o\\_ons.aspx](http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx)>. Acesso em: 12 jan. 2017. Citado na página 6.
- ONS. *Relacionamentos, Operador Nacional do Sistema Elétrico*. 2017. <http://www.ons.org.br/institucional-linguas/relacionamentos.aspx>. Acesso em: 20 fev. 2017. Citado 2 vezes nas páginas ix e 6.
- 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*, v. 193, n. 1032, p. 120–145, 1948. Citado na página 13.
- REGO, E. E. et al. Thermoelectric dispatch: From utopian planning to reality. *Energy Policy*, v. 106, p. 266–277, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 1 e 4.
- REHMAN, S.; HADHRAMI, L. M. A.; ALAMB, M. M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 44, p. 586–598, 2015. Citado na página 2.
- SACRAMENTO, E. M.; CARVALHO, P. C. M.; ARAUJO, J. C. Scenarios for use of floating photovoltaic plants in brazilian reservoirs. *IET Renewable Power Generation*, v. 9, n. 8, p. 1019–1024, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 2, 17 e 18.
- SAHU, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR k. Floating photovoltaic power plant: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 66, p. 815–824, 2016. Citado 6 vezes nas páginas ix, 1, 2, 14, 16 e 17.
- SANTAFE, M. R. et al. Theoretical and experimental analysis of a floating photovoltaic cover for water irrigation reservoirs. *Energy*, v. 67, p. 246–255, 2014. Citado 6 vezes nas páginas ix, 2, 14, 15, 17 e 23.
- SILVA, R. C.; NETO, I. M.; SEIFERT, S. S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 59, p. 328–341, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 5, 8 e 36.
- SNIS. *Índice de consumo de água, Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento*. 2013. [Http://app.cidades.gov.br/serieHistorica/](http://app.cidades.gov.br/serieHistorica/). Acesso em: 18 mar. 2017. Citado na página 33.
- STRANGUETO, K. M. *Estimativa do Potencial Brasileiro de Produção de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidroelétricas*. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) — UNICAMP, Campinas, 2016. Citado 5 vezes nas páginas 1, 2, 14, 17 e 30.
- TABOADA, M. E. et al. Solar water heating system and photovoltaic floating cover to reduce evaporation: Experimental results and modeling. *Renewable Energy*, v. 105, p. 601–615, 2017. Citado na página 25.
- TANNY, J. et al. Evaporation from a small water reservoir: Direct measurements and estimates. *Journal of Hydrology*, v. 351, n. 1–2, p. 218–229, 2008. Citado na página 13.

TRAPANI, K.; SANTAFE, M. R. A review of floating photovoltaic installations: 2007–2013. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 23, n. 4, p. 524–532, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 14.

UPADHYAY, A. *World's Largest Floating Solar Power Plant Announced By Kyocera*. 2016. Disponível em: <[cleantechnica.com/2014/12/25/worlds-largest-floating-solar-power-plant-announced-kyocera/](http://cleantechnica.com/2014/12/25/worlds-largest-floating-solar-power-plant-announced-kyocera/)>. Acesso em: 12 set. 2016. Citado na página 16.

VALLE, A. C. M.; AGUIAR, M. A. A.; JR., G. C. The impact of water quality as an environmental constraint on operation planning of a hydro-thermal power system. *Renewable Energy*, v. 34, n. 3, p. 655–659, 2009. Citado na página 1.

VOGEL, R. M.; FENNESSEY, N. M. Flow duration curves i: new interpretation and confidence intervals. *Water Resources Planning Management*, v. 120, n. 4, p. 485–504, 1994. Citado na página 23.



## Apêndices

# APÊNDICE A – Método de Penman-Montheith

A seguir é apresentada a sequência de cálculo utilizada para estimativa da evaporação do reservatório, representada pela Equação 4.6 (BUENO, 2014 apud MCJANNET et al., 2008).

$$\lambda(t) = 2,501 - 2,361 \cdot 10^{-3} \cdot T_{ar}(t) [MJ \text{ kg}^{-1}], \quad (\text{A.1})$$

$$\psi(t) = (1,63 \cdot 10^{-3}) \cdot \frac{P_{atm}(t)}{\lambda(t)} [kPa \text{ } ^\circ C^{-1}], \quad (\text{A.2})$$

onde  $P_{atm}$  é pressão atmosférica, dada em  $KPa$ .

$$e_{agua}(t) = 0,6108 \cdot e^{17(\frac{27 \cdot T_{agua}(t)}{T_{agua}(t)+237,3})} [kPa], \quad (\text{A.3})$$

onde  $T_{agua}$  é a temperatura da água em  $^\circ C$ .

$$e_{ar}(t) = e_{agua}(t) \cdot \frac{UR}{100} [kPa], \quad (\text{A.4})$$

onde UR é a umidade relativa do ar, dada em %.

$$\Delta_{agua}(t) = \frac{4098 \cdot e_{agua}(t)}{(T_{agua}(t) + 237,3)^2} [kPa \text{ } ^\circ C^{-1}], \quad (\text{A.5})$$

$$f(u(t)) = (3,8 + 1,57 \cdot u(t)_{10}) \left(\frac{5}{A}\right)^{0,05} [MJ \text{ m}^{-2} \text{ dia}^{-1} \text{ kPa}^{-1}], \quad (\text{A.6})$$

onde  $f(u)$  é uma função aerodinâmica,  $A$  é área média do reservatório,  $u_{10}$  é a velocidade do vento a 10 m de altura.

$$u(t)_{10} = 1,337 \cdot u(t) [m \text{ s}^{-1}], \quad (\text{A.7})$$

onde  $u_{10}$  é a velocidade do vento estimada a partir da velocidade do vento a 2 metros de altura ( $u_2$ ).

$$R_L(t) = H(t) \cdot (1 - alb) + (R_e(t) - R_s(t)) [MJ \text{ m}^{-2} \text{ dia}^{-1}], \quad (\text{A.8})$$

conforme mencionado na seção 4.3,  $R_L$  é o saldo de radiação, sendo a soma dos saldos de radiação de ondas curtas com ondas longas.  $R_e$  é a radiação de ondas longas de entrada,

dada em ( $MJ m^{-2} dia^{-1}$ ) e  $R_s$  é a radiação de ondas longas de saída, também dada em  $MJ m^{-2} dia^{-1}$ .

$$R_e(t) = 1 - (1 - C_f(t))(0,261 \cdot e^{(-7,77 \cdot 10^{-4} \cdot T_{ar}(t)^2)} \cdot \sigma \cdot (T_{ar}(t) + 273)^4 [MJ m^{-2} dia^{-1}], \quad (A.9)$$

onde  $C_f$  é uma fração de cobertura de nuvens (adimensional) e  $\sigma$  é a constante de Stefan-Boltzmann ( $4,903 \cdot 10^{-9} MJ m^{-2} dia^{-1} K^{-4}$ ).

$$C_f(t) = 1,1 - \frac{H(t)}{0,75 + alt \cdot 2 \cdot 10^{-5} \cdot Ra(t)} [adimensional], \quad (A.10)$$

onde  $alt$  é a altitude ( $979 m$ ) e  $Ra$  é a radiação solar na ausência da atmosfera.  $Ra$  é dada pela Equação A.11

$$Ra(t) = 37,586 \cdot D_{TS}(\omega s \cdot \text{sen}(\phi) \cdot \text{sin}(\delta) + \text{cos}(\phi) \cdot \text{cos}(\delta) \text{sen}(\omega s)) [MJ m^{-2} dia^{-1}], \quad (A.11)$$

onde  $\omega s$  é o ângulo horário de nascer ou pôr do sol em radianos,  $\phi$  é a latitude,  $\delta$  é a declinação solar em radianos e  $D_{TS}$  é distância relativa entre a Terra e o Sol, definida como:

$$D_{TS} = 1 + 0,033 \cdot \text{cos}\left(\frac{2\pi}{365} \cdot J\right) [adimensional], \quad (A.12)$$

onde  $J$  é o dia juliano (adimensional).

$$R_s(t) = \varepsilon_{agua} \cdot \sigma \cdot (T_{agua}(t) + 273)^4 [MJ m^{-2} dia^{-1}], \quad (A.13)$$

onde  $\varepsilon_{agua}$  é a emissividade da água, considerada como  $0,97$  e  $T_{agua}$  é a temperatura da água em  $^{\circ}C$ , estimada a partir da temperatura de equilíbrio, representada pela Equação A.14

$$T_{agua}(t) = T_{eq}(t) + (T_{agua}(t-1) - T_{eq}(t)) \cdot e^{\frac{1}{\tau}} [^{\circ}C], \quad (A.14)$$

onde  $T_{agua}(t)$  é a temperatura da água no dia  $t$ ,  $T_{agua}(t-1)$  é a temperatura da água no dia  $(t-1)$ ,  $\tau$  é a constante de tempo em dias e  $T_{eq}$  é a temperatura de equilíbrio em  $^{\circ}C$ .

$$T_{eq}(t) = T_{bu}(t) + \frac{R_L^*(t)}{4 \cdot \sigma \cdot (T_{bu}(t) + 273)^3 + f(u(t))(\Delta_{bu}(t) + \gamma)} [^{\circ}C], \quad (A.15)$$

onde  $R_L^*$  é o saldo de radiação à temperatura de bulbo úmido ( $T_{bu}$ ), dado pela Equação A.19,  $\Delta_{bu}$  é declividade da curva de pressão de saturação de vapor d'água no ar à  $T_{bu}$ , dada em  $kPa \ ^{\circ}C^{-1}$ .  $\Delta_{bu}$  é dado pela Equação A.18

$$T_{bu}(t) = \frac{0,066 \cdot T_{ar}(t) + T_{po}(t) \frac{4098 e_{ar}(t)}{(T_{po}(t) + 237)^2}}{0,066 + \frac{4098 \cdot e_{ar}(t)}{(T_{po}(t) + 237)^2}} [^{\circ}C], \quad (A.16)$$

onde  $T_{po}$  é a temperatura do ponto de orvalho, obtida pela Equação A.17

$$T_{po}(t) = \frac{116,9 + 237,3 \cdot \ln(e_{ar}(t))}{16,78 - \ln(e_{ar}(t))} [kPa^{\circ}C^{-1}], \quad (A.17)$$

$$\Delta_{bu}(t) = \frac{4098 \cdot (0,6108 \cdot e^{17 \frac{27 \cdot T_{bu}(t)}{T_{bu}(t) + 237}})}{(T_{bu}(t) + 237)^2} [kPa^{\circ}C^{-1}], \quad (A.18)$$

$$R_L * (t) = H(t) \cdot (1 - alb) + (R_e(t) - R_{s,bu}(t)) [MJ m^{-2} dia^{-1}], \quad (A.19)$$

onde  $R_{s,bu}$  é a radiação de ondas longas de saída à temperatura de bulbo úmido ( $T_{bu}$ ).

$$R_{s,bu}(t) = \sigma \cdot (T_{ar}(t) + 273)^4 + 4 \cdot \sigma \cdot (T_{ar}(t) + 273)^3 (T_{bu}(t) - T_{ar}(t)) [MJ m^{-2} dia^{-1}], \quad (A.20)$$

$$\tau = \frac{rho_{agua} \cdot c_{agua} \cdot z}{4 \cdot \sigma \cdot (T_{bu}(t) + 273)^3 + f(u(t))(\Delta_{bu}(t) + \psi)} [dia], \quad (A.21)$$

onde  $c_{agua}$  é o calor específico da água, considerado como  $0,0042 MJ kg^{-1}^{\circ}C^{-1}$ ,  $z$  é a profundidade média do reservatório (8 m).

$$G(t) = rho_{agua} \cdot c_{agua} \cdot z (T_{agua}(t) - T_{agua}(t - 1)) [MJ m^{-2} dia^{-1}], \quad (A.22)$$

onde  $G$  é a variação de calor armazenado no reservatório.