

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS**  
**UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO**  
**CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIA**

**GUILHERME FRAGA**

**APLICAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES EM  
RESERVATÓRIOS DE HIDRELÉTRICAS BRASILEIRAS: Estudos de Caso para  
as Usinas Hidrelétricas de Passo Real e Machadinho**

**São Leopoldo**  
**2019**

GUILHERME FRAGA

**APLICAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES EM  
RESERVATÓRIOS DE HIDRELÉTRICAS BRASILEIRAS: Estudos de Caso para  
as Usinas Hidrelétricas de Passo Real e Machadinho**

Artigo apresentado como requisito parcial  
para obtenção do título de Bacharel em  
Engenheiro de Energia, pelo Curso de  
Engenharia de Energia da Universidade  
do Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS

Orientador: Prof. Me. Maicon Coelho Evaldt

São Leopoldo

2019

# APLICAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES EM RESERVATÓRIOS DE HIDRELÉTRICAS BRASILEIRAS: Estudos de Caso para as Usinas Hidrelétricas de Passo Real e Machadinho

Guilherme Fraga\*

Maicon Coelho Evaldt\*\*

**Resumo:** Dada a grande área coberta por reservatórios de hidrelétricas brasileiras, combinado ao grande potencial de geração fotovoltaica em todo território nacional, este trabalho avalia a aplicação de usinas fotovoltaicas flutuantes sobre as áreas alagadas destes reservatórios. O estudo se baseia em uma metodologia capaz de avaliar o potencial instalável desta tecnologia em reservatórios de usinas hidrelétricas com base na área disponível e no fator de utilização das linhas de transmissão já em operação. Foram escolhidas duas usinas hidrelétricas para realização de estudos de caso e após as simulações de geração de energia proveniente da fonte fotovoltaica, além de uma análise de operação destas duas usinas, conclui-se que uma usina fotovoltaica flutuante pode ser utilizada para aumentar o rendimento de um complexo com duas fontes de energia, além de incrementar o fator de uso da infraestrutura de transmissão já instalada.

**Palavras-chave:** Sistemas Fotovoltaicos. Usinas Flutuantes. Usinas Hidrelétricas.

## 1 INTRODUÇÃO

No conceito de sustentabilidade está intrínseca a busca pela máxima eficiência possível dentro do contexto ao qual ele se aplique (HARTZELL, 2016). Trazendo esta discussão às grandes usinas hidrelétricas brasileiras, podemos notar que boa parte das suas infraestruturas elétricas não são plenamente utilizadas. Este fato é comprovado pela baixa relação entre a potência firme fornecida pela central hidrelétrica em relação à sua potência instalada, chamada de fator de capacidade (FC), de grande parte das usinas hidrelétricas brasileiras, que em média está abaixo

---

\* Graduando em Engenharia de Energia na Universidade do Vale do Rio dos Sinos (UNISINOS). Ex bolsista de iniciação científica PIBIC. E-mail: guilhermehfraga@gmail.com.

\*\*Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria (UFSM,2014), no Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência. Atualmente, é Doutorando em Engenharia Elétrica na UFSM. Possui graduação em Engenharia de Produção pela Universidade do Vale do Rio dos Sinos (UNISINOS,2012). Exerce suas funções na UNISINOS, de professor nos cursos de Engenharia de Energia, Engenharia Elétrica, Engenharia Civil e Gestão Ambiental e desenvolvendo atividades técnico-científico nas áreas de Eletrônica de Potência, Meio Ambiente, Eletrônica, Telecomunicações e Computação integrando atividades multidisciplinares. Atuação ativa na implantação de processos de Gestão de Qualidade ISO17025. Na área de ensino e pesquisa, ministra treinamentos e cursos de extensão, além de integrar o grupo NUCMAT – Núcleo de Caracterização de Materiais, prospectando e elaborando de projetos científicos de fomento e/ou privado. E-mail: maicon@unisinobr.

de 60% segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Investigando mais a fundo alguns dos motivos por trás do baixo FC em algumas usinas hidrelétricas, pode-se concluir que há, entre outros fatores, uma relação direta com a intermitência de chuvas, principalmente quando secas severas ocorrem nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, responsáveis por boa parte do abastecimento de energia elétrica no país.

Em um contexto de crescente demanda energética no Brasil e no mundo, estimado em 2,3% ao ano no Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (MME, 2018), fica clara a necessidade de expansão na geração de energia elétrica. Um problema por trás da construção de novas hidrelétricas é que grande parte potencial hídrico brasileiro ainda inexplorado fica longe dos grandes centros de consumo (MME, 2007), o que torna necessária a construção de extensas linhas de transmissão para abastecer às cargas ligadas ao Sistema Interligado Nacional, o SIN.

Além de simplesmente ter que atender a uma demanda crescente, a modernização da matriz energética é alvo de planejamento do Governo Federal que assumiu, em dezembro de 2015, durante a COP21 (21ª Conferência das Partes) da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC, na sigla em inglês) em Paris, junto de cerca de outros 190 países, o compromisso de reduzir até 2025 as emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 37% em relação a 2005 e, em 2030, em 47% também em relação à emissão registrada no ano base.

Uma das medidas possíveis para atender ao crescente consumo de energia elétrica, mantendo uma matriz majoritariamente renovável e a um custo mais baixo que a construção de novas usinas, é otimizar o uso das linhas de transmissão disponíveis agregando aos reservatórios brasileiros plantas fotovoltaicas flutuantes, que seriam capazes de aumentar a geração de energia sem necessidade de construção de longas linhas de transmissão. Este fator de utilização das linhas de transmissão que ligam as usinas hidrelétricas brasileiras ao SIN será, a partir de agora, tratado como FULT. Define-se, também, que a sua capacidade máxima de escoamento de potência é igual a potência nominal da usina hidrelétrica.

No decorrer do trabalho serão dispostos dois estudos de caso para aplicação de usinas fotovoltaicas flutuantes (UFVF) sobre os reservatórios das duas hidrelétricas sob análise através de uma metodologia criada para avaliar a viabilidade da instalação, além de estabelecer o potencial de geração de energia e

incremento do FULT para as usinas hidrelétricas de Passo Real e Machadinho, ambas na região Sul do Brasil.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

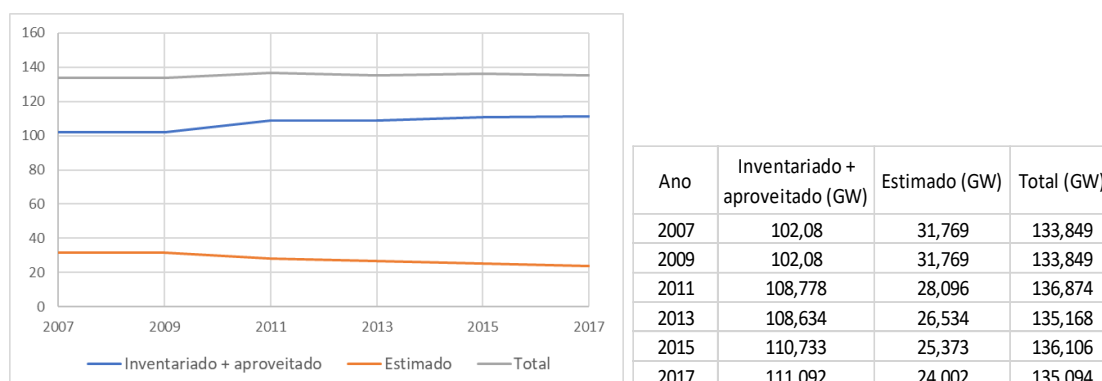
O conceito de utilização de UFVF sobre reservatórios no Brasil é ainda pouco explorado, uma vez que apenas pequenas plantas piloto operam em território nacional.

A fim de explorar a viabilidade de implantação desta tecnologia no Brasil, foram conduzidas pesquisas sobre o cenário energético brasileiro atual e futuro, além de uma revisão a respeito da operação e potencial de rendimento de plantas similares ao redor do mundo.

### 2.1 Revisão do Sistema Elétrico Brasileiro

Como já descrito anteriormente, há uma necessidade estabelecida de aumento de potencial de geração para suprimento da demanda futura no Brasil. Para tal, fora realizado um estudo de potencial hidrelétrico, em energia firme, passível de ser técnica e economicamente aproveitável ainda disponível no Brasil, publicado no Balanço Energético Nacional (BEN) 2018. Segundo o estudo, restam apenas 24 GW de energia firme ainda inexplorados, ante aos pouco mais 111 GW já explorados ou em construção, abrindo um nicho gigantesco a fontes alternativas de energia em um futuro nem tão distante.

Figura 1 – Potencial hidrelétrico brasileiro (GW)



Fonte: elaborado pelo autor a partir de dados do BEN 2018.

Boa parte do potencial ainda disponível no Brasil está localizado na região Norte do país, portanto, longe dos grandes centros de consumo de eletricidade, tornando necessária a exploração de bacias amazônicas. Para que estas centrais geradoras se conectem ao SIN, tornam-se, ainda, necessárias volumosas obras em linhas de transmissão, o que significa um alto investimento financeiro, além de custas socioambientais importantes.

Apenas em linhas de transmissão, estão previstos investimentos na ordem de 13,6 bilhões de Reais para o ciclo do Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN (PAR) 2019-2023. Se tratando da própria geração, também foram publicadas no Plano Nacional de Energia 2030 (MME, 2007) estimativas de potencial/custos para construção de novas hidrelétricas no Brasil baseadas na construção de 36 hidrelétricas de porte variado finalizadas a partir do ano 2000, considerando a construção, conexão ao SIN e as custas financeiras durante as obras. Foi identificado em 2007 um potencial de até 90 GW a um custo limite de US\$ 1.200,00/kW, além de até 75 GW extras a um custo em uma faixa que varia entre US\$ 1.500,00 a US\$ 1.800,00.

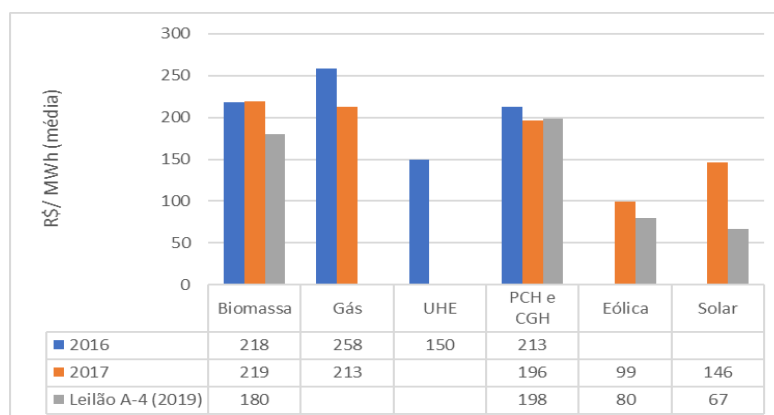
Tomando como base a Figura 1, nota-se que apenas entre os anos de 2007 e 2017, foram implementados 9 GW de potência firme, com redução de 24% no potencial estimado nesta década de análise. Seguindo esta tendência, caso o aproveitamento de recursos continue avançando neste patamar, já não restará potencial hidrelétrico disponível até 2050, sendo que o custo de implementação destas usinas tenderá a aumentar durante este caminho, visto que também é uma tendência que os recursos sejam utilizados em ordem conforme a viabilidade financeira.

### 2.1.2 Variação do Custo da Energia por Fonte Energética

Conforme sugerido anteriormente, a implementação de sistemas fotovoltaicos em operação em regime de cogeração com hidrelétricas pode ajudar a suprir a demanda energética da população aumentando o FULT global das instalações e maximizando o potencial das linhas de transmissão já implementadas. Porém, um dado bastante importante no planejamento da composição de uma matriz energética é o preço associado à produção da energia. Neste quesito a energia solar fotovoltaica também conseguiu despontar como um grande competidor no cenário

nacional, conforme demonstra a Figura 2, que reúne dados do preço médio do MWh de diversas fontes de energia ao longo de 2016, 2017 e no 29º Leilão de Energia Nova A-4, realizado em 2019, demonstrando que esta fonte se tornou competitiva a ponto de ter valor de venda inferior ao registrado por usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH's).

Figura 2 – Variação do preço médio do MWh por fonte de energia



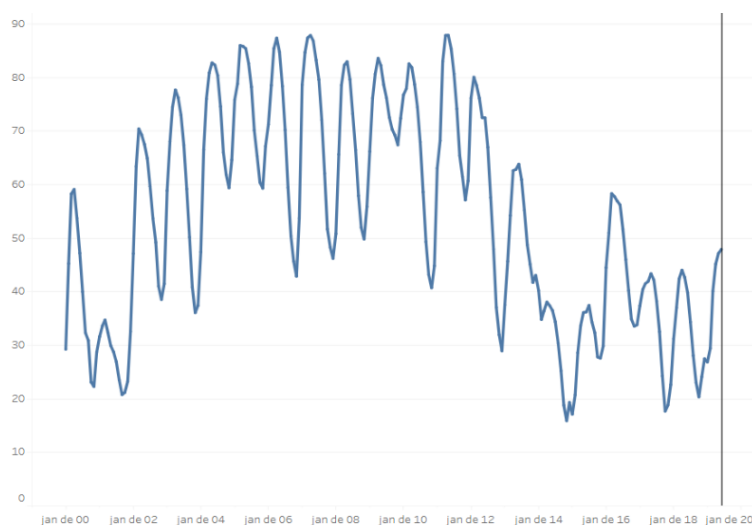
Fonte: elaborado pelo autor com dados da Resenha Energética Brasileira 2018 e Resultados do 29º Leilão de Energia Nova A4 (2019).

### 2.1.3 Dependência do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste ao SIN

Grande parte dos grandes reservatórios brasileiros se concentram no subsistema Sudeste/Centro-Oeste do SIN, conforme está disposto na Tabela 1 adiante. Este fato pode ter duas leituras distintas: uma positiva, já que esta região concentra grande parte da demanda energética nacional, o que acaba evitando, em boa parte do tempo, a necessidade de importação de grandes volumes de energia dos demais subsistemas, reduzindo boa parte das perdas na transmissão; a negativa é que o SIN acaba desenvolvendo uma dependência muito forte sobre a geração hidrelétrica deste subsistema, o que pode acarretar em problemas no abastecimento em períodos de seca, que sequer precisam ser generalizados em todo o país.

Para comprovar a sazonalidade do nível dos reservatórios no subsistema Sudeste / Centro-Oeste, foram obtidos os históricos de EAR, energia disponível em um sistema de reservatórios, calculada a partir da energia que pode ser produzida pelo volume armazenado nos reservatórios (ONS), entre os anos de 2000 e 2019.

Figura 3 – Histórico da EAR (%) do subsistema Sudeste / Centro-Oeste



Fonte: ONS, 2019.

Para manter o fornecimento de energia em épocas de baixo nível de reservatórios, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) acaba aumentando o número de despachos de usinas termelétricas, operadas a partir da combustão de elementos geralmente provenientes de fontes não renováveis, o que aumenta o nível de emissão de poluentes atmosféricos, além do custo do kWh repassado ao consumidor final.

Tabela 1 – Capacidade máxima de armazenamento dos subsistemas pertencentes ao SIN

Subsistema	Capacidade de armazenamento [MW mês]
Sudeste / Centro-Oeste	203285
Nordeste	51831
Sul	20581
Norte	15046

Fonte: ONS, 2019.

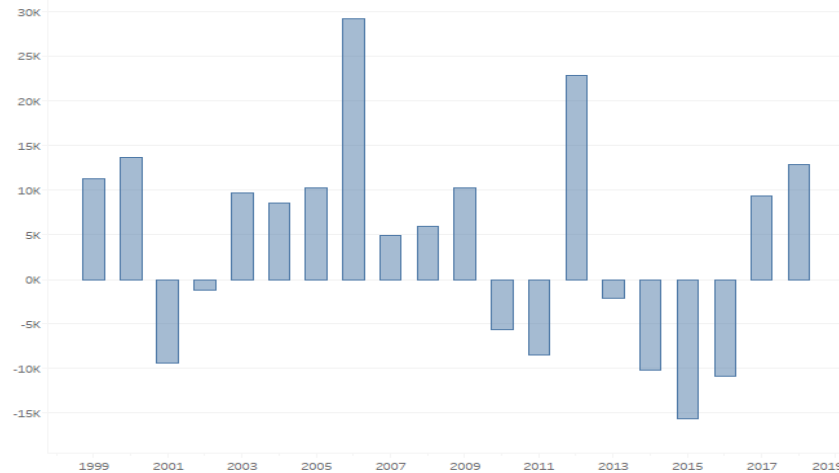
#### 2.1.4 Subsistema Sul

O Subsistema Sul compreende os estados brasileiros do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. Por característica de potencial de geração instalado e demanda energética, este subsistema é historicamente um importador de energia do SIN, conforme demonstra a Figura 4. Sendo assim, um reforço na capacidade



instalada mostra-se uma boa alternativa para reduzir a transmissão de energia a longas distâncias, aumentando a eficiência do sistema.

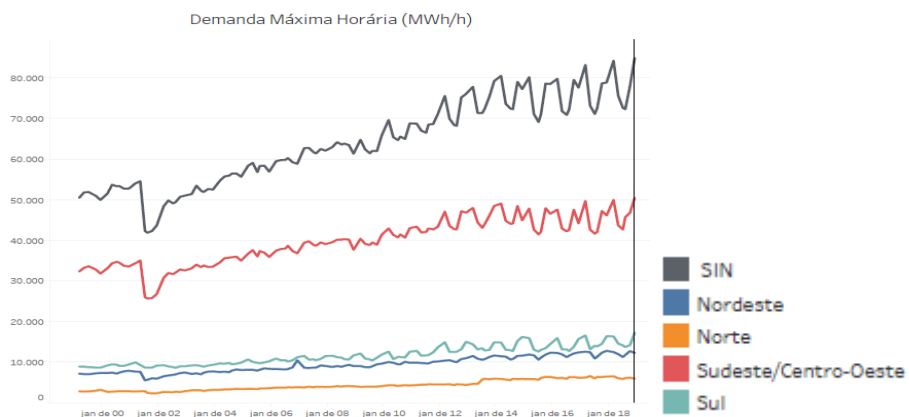
Figura 4 – Intercâmbio de energia sentido Sudeste – Sul no SIN entre janeiro de 1999 e janeiro de 2019 (GWh)



Fonte: adaptado de Histórico da Operação (ONS, 2019).

O Subsistema Sul registra o segundo maior histórico de demanda máxima horária do SIN, atrás, apenas, do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Figura 5 – Demanda máxima horária por subsistema integrado ao SIN (MWh/h).  
Período analisado: 01/01/1999 a 01/01/2019



Fonte: adaptado de Histórico da Operação (ONS, 2019).

## 2.2 sistemas Fotovoltaicos Flutuantes

Neste capítulo serão abordados os fundamentos específicos quanto à fonte de energia proposta para operar em regime de cogeração com a fonte hídrica em grandes hidrelétricas brasileiras.

### 2.2.1 Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes no Mundo

A aplicação de módulos fotovoltaicos em usinas flutuantes vem ganhando espaço em diversos países, principalmente nos quais a terra é escassa e densamente povoada, destacando-se países como Japão, Coreia do Sul e Cingapura, ou por possuírem muitas áreas com corpos d'água como oceanos, lagos, represas, barragens (PORTO, 2017). O conceito de plantas fotovoltaicas flutuantes já vem sendo estudado há anos em diversos continentes vem demonstrando grandes resultados no quesito performance, incrementando a eficiência na geração em 11% em comparação com plantas em solo (CHOI, 2013).

O maior mercado atual para usinas flutuantes no mundo é a região da Ásia Pacífico e ele segue em expansão principalmente em países densamente populosos, como China, Índia, Japão, Estados Unidos, Coreia do Sul e Austrália (SAHU, 2016) e vem sendo estudado para aplicações comerciais no Brasil.

Como o custo associado ao uso da superfície de água é menor do que a compra de áreas de terra para plantas em solo, existe uma forte tendência de que a aplicação de painéis fotovoltaicos flutuantes cresça ao redor do mundo (SAHU, 2016).

### 2.2.2 Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes no Brasil

Visando o grande potencial do Brasil para aplicação de usinas fotovoltaicas flutuantes por conta da grande quantidade de volumes de água disponíveis e alto índice de irradiação solar, a tecnologia vem sendo pesquisada e algumas plantas piloto já estão sendo testadas em lagos e reservatórios de hidrelétricas.

Em março de 2016, foi iniciado o primeiro projeto piloto de usina fotovoltaica flutuante no Brasil na Usina Hidrelétrica de Balbina (AM), com 64 m<sup>2</sup> de painéis

instalados (AHLERT, 2017). A planta será expandida até 5 MWp, sendo que o potencial total projetado seria de 300 MWp.

Outro projeto também voltado a hidrelétricas está sendo desenvolvido na Usina Hidrelétrica de Sobradinho (BA), e é semelhante ao da Hidrelétrica de Balbina. Foram instalados 65 m<sup>2</sup> de painéis solares com estimativa de ampliação para os mesmos 5 MWp (AHLERT, 2017). Este projeto é fruto de uma parceria entre a concessionária de energia Eletronorte e a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), com investimento total estimado de cem milhões de Reais.

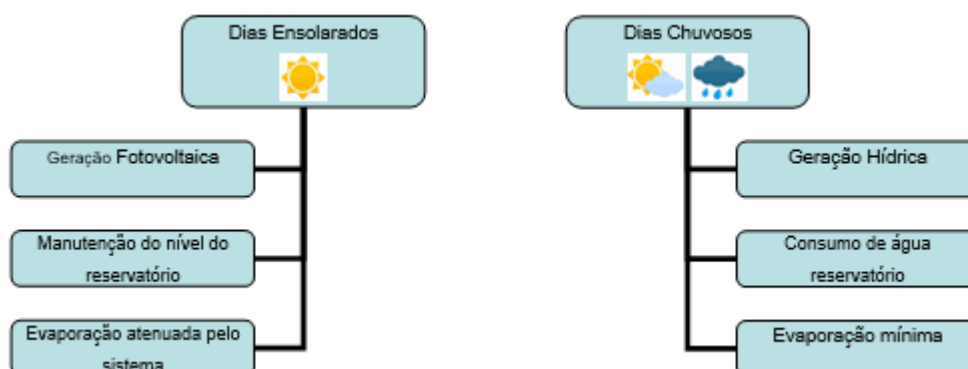
Em contexto um pouco diferente da aplicação em hidrelétricas, está o projeto conectado à rede já em 2017 na Fazenda Figueiredo, em Cristalina (DF) (AHLERT, 2017). Cobrindo um lago artificial de cerca de 4000 m<sup>2</sup>, foram instalados painéis fotovoltaicos totalizando 304 kWp de potência instalada com um investimento total na casa dos dois milhões de Reais, o que representa cerca de R\$ 7.000,00 por kWp.

Algumas das vantagens mais destacadas da aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes são as menores temperaturas de operação devido à proximidade com a lâmina d'água, o que reduz os impactos negativos da temperatura sobre os módulos fotovoltaicos, redução da taxa de evaporação, permitindo conservação do volume de água em barragens para geração de energia ou para consumo, além da redução da proliferação da população de algas pela menor penetração de luz na água, o que dificulta a fotossíntese destas formas de vida, o que pode ocasionar em uma melhora na qualidade da água para consumo direto (STRANGUETO, 2016).

### 2.2.3 Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidrelétricas

Segundo STRANGUETO, a melhor possibilidade de aplicação da tecnologia solar fotovoltaica flutuante no Brasil está nos reservatórios das usinas hidroelétricas, que possuem grandes áreas disponíveis para geração de energia, além de abrir a possibilidade de uma maior regularidade na geração elétrica.

Figura 6 – Características de operação da usina em regime de cogeração para diferentes condições climáticas



Fonte: elaborado pelo autor.

A Figura 6 demonstra como é possível este aumento na regularidade da geração de energia elétrica. Em períodos chuvosos afetariam a produção fotovoltaica negativamente, porém privilegiariam o uso da fonte hídrica. Quando este cenário chuvoso se inverte, temos na geração fotovoltaica um grande ganho de produção e preservação da reserva de água.

Incluindo-se às vantagens já expressas anteriormente, a instalação de Usinas Fotovoltaicas Flutuantes em Reservatórios Hidrelétricos traz consigo outros benefícios, como a dispensa da utilização de capital para compra de áreas de terra, a utilização de infraestrutura já disponível (subestações, conexão à rede, pessoal de manutenção) e uso de uma área que já possui licença ambiental (STRANGUETO, 2016).

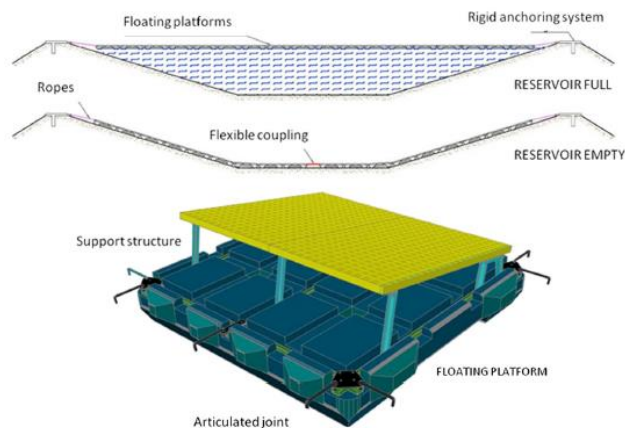
Caso o reservatório também seja utilizado para navegação (deslocamento de pessoas, materiais etc.) ou para pesca, é necessário que se estabeleçam fronteiras claras e bem planejadas entre área livre e área aplicável (SAHU, 2016).

Não menos importante, também é necessário um estudo de impacto sobre a fauna e flora locais, uma vez que a implementação de usinas flutuantes pode alterar parâmetros como temperatura da água, incidência de radiação solar direta e reflexo de luz. Quanto às estruturas, geralmente confeccionadas a partir de Polietileno de Alta Densidade, e aos módulos fotovoltaicos, de matéria prima base composta por silício, estes podem expelir componentes químicos na água, alterando suas propriedades (SAHU, 2016).

## 2.2.4 Estruturas Flutuantes

Os suportes para sistemas fotovoltaicos flutuantes diferem dos sistemas em solo por que não há uma base sólida para ancoragem (o que os tornam mais suscetíveis a problemas com ventos), assim como têm uma base instável, fruto de oscilação no nível da água e da formação de ondas (CAZZANIGA, 2018).

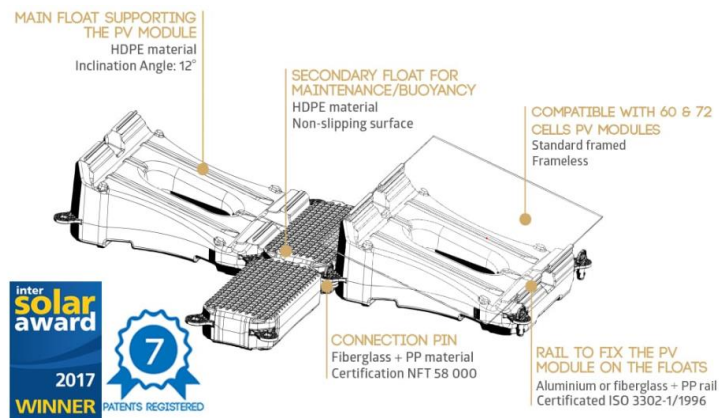
Figura 7 – Esquema simplificado da construção de usinas fotovoltaicas flutuantes



Fonte: Santafé, 2014.

A empresa francesa Ciel & Terre, detentora de uma grande participação no mercado de usinas fotovoltaicas flutuantes no mundo, apostou em um design completamente modular, onde cada flutuador suporta um módulo fotovoltaico. Nomeada Hydrelío, a plataforma flutuante da Ciel & Terre já está presente em mais de 80 MWp instalados em mais de 20 países (Ciel & Terre, 2019).

Figura 8 – Plataforma flutuante Hydrelío



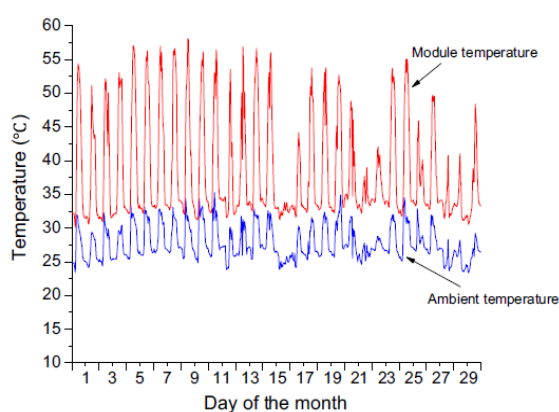
Fonte: Ciel & Terre, 2019.

### 2.2.5 Ganho de Produtividade

Um dos parâmetros que afetam a geração de energia nos sistemas fotovoltaicos é o aquecimento das células dos módulos, resultado da combinação irradiância e temperatura ambiente (RANJBARAN, 2019).

Segundo estudos conduzidos experimentalmente por MA, 2017, a temperatura de um módulo fotovoltaico supera, e muito, a temperatura de operação padrão dos módulos fotovoltaicos, de 25 °C.

Figura 9 – Temperatura de operação de um módulo fotovoltaico



Fonte: MA, 2017.

O efeito do acréscimo na temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos é fornecido pelo fabricante dos módulos fotovoltaicos e é normalmente tratado como coeficiente de temperatura de potência de pico, expresso em % / °C. Este parâmetro de operação é sempre negativo, o que comprova que a potência de saída dos módulos é inversamente proporcional ao aumento da temperatura de operação. O valor deste coeficiente geralmente está situado entre 0,4-0,45% / °C para módulos de silício cristalino, que são os mais utilizados no mercado mundial (CAZZANIGA, 2018).

A aplicação de módulos fotovoltaicos em estruturas flutuantes reduz a temperatura de operação de suas células pela proximidade a uma lâmina d'água com temperatura menor que a temperatura ambiente e pelo efeito da evaporação da água do reservatório, que incidente na parte traseira do módulo, auxiliando na dissipação de calor e promovendo a redução da temperatura de operação das células.

Em estudo conduzido por (CHOI, 2013), foram comparadas as produções de energia de duas plantas flutuantes com uma planta em solo na Coreia do Sul. Todas

as instalações ficam geograficamente próximas e têm condições de operação como radiação solar e temperatura ambiente médias próximas.

Figura 10 – Comparação entre a capacidade de geração média diária para as usinas utilizadas como referência



Fonte: CHOI (2013).

Como conclusão, foi verificado um ganho de eficiência de 11% das usinas flutuantes em relação à usina referência em solo.

### 2.2.6 Redução da Evaporação

As mudanças climáticas previstas ao longo deste século levaram HELFER a pesquisar o impacto do aumento das temperaturas médias na evaporação de corpos de água na Austrália. Caso o pior cenário de aumento de temperaturas médias previsto seja confirmado até 2070, o acréscimo médio na taxa de evaporação de corpos de água a céu aberto da Austrália alcançaria 6,8%. Estima-se que atualmente mais de 40% do volume de água em reservatórios evapore todos os anos na Austrália (SAHU, 2016). Por ser um país de clima predominantemente semi-árido, assim como uma parte do território brasileiro, este dado pode ser aproximado à situação de alguns dos nossos reservatórios.

Ainda segundo estudos de (SAHU, 2016), é possível reduzir em até 50% a taxa de evaporação em corpos d'água construídos pelo homem, caso dos reservatórios de hidrelétricas brasileiras, através da implementação de UFVF's. Este volume de água retido poderia ser utilizado para aumentar a vazão turbinada da hidrelétrica, o que poderia ser utilizada para aumentar o FC da usina.

### 2.2.7 Limpeza e Manutenção

Em condições normais de operação, dois fatores podem prejudicar a eficiência das plantas fotovoltaicas: altas temperaturas e sujidades (CAZZANIGA, 2018). O acúmulo de poeira em uma UFVF tende a ser menor que uma planta em solo, já que está mais afastado da terra. Além disso, já que o sistema está instalado sobre o reservatório, o acesso a água de limpeza é facilitado e, como consequência, os custos adicionais de bombeamento e tubulações também são reduzidos.

O acesso aos módulos fotovoltaicos, inversores de frequência e transformadores, se dá via barcos, o que pode dificultar a performance da equipe de manutenção. Para evitar que a operação se torne excessivamente onerosa, é requerido cuidado extra no desenvolvimento do *design* da planta para prever corredores de inspeção, limpeza e navegação.

## 3 METODOLOGIA

A metodologia proposta para este trabalho se baseia em dados históricos de hidrelétricas brasileiras e define um mecanismo de simulação de geração de energia elétrica para operação conjunta entre fonte hídrica e solar fotovoltaica.

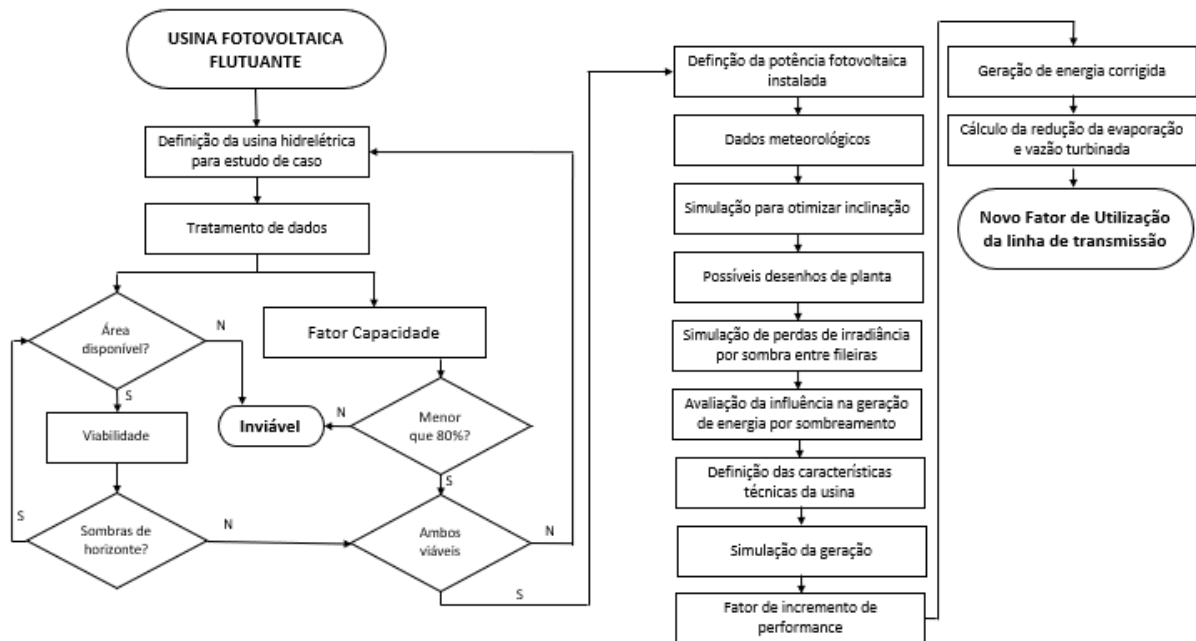
Este capítulo apresentará os métodos empregados, bem como a sua aplicação, em conjunto dos resultados para dois estudos de caso. Através desta organização textual espera-se que o leitor possa usufruir de um melhor entendimento dos métodos empregados e seus impactos nos resultados obtidos, já que durante a definição da metodologia serão dados enfoques diferentes às duas usinas, que estas apresentam várias características divergentes que influem sensivelmente nos resultados.

Para avaliar o potencial de geração das usinas fotovoltaicas flutuantes em regime de cogeração com hidrelétricas e determinar o incremento do FULT resultante, foi estabelecido um método que determina a área disponível para instalação destas plantas fotovoltaicas com base na área física disponível no reservatório, descontando áreas de sombreamento de horizonte, limitando-se a potência nominal da UFVF à capacidade nominal da usina hidrelétrica.

O método de análise acima descrito é sintetizado na Figura 11.



Figura 11 – Fluxograma da metodologia para cálculo no novo FULT da usina hidrelétrica após instalação da usina fotovoltaica flutuante



Fonte: elaborado pelo autor

Seguindo o método, apenas serão consideradas usinas hidrelétricas com FC médio abaixo de 0,8, já que o objetivo é a otimização do uso das linhas de transmissão através do acréscimo de potência média gerada pela instalação de sistemas fotovoltaicos, que possuem fator capacidade médio pouco abaixo de 0,20.

Através dos dados meteorológicos do local da instalação foram conduzidas simulações para otimização da irradiação total incidente nos módulos fotovoltaicos através do *software* Radasol, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, presumindo um desvio azimutal em relação ao norte igual a 0°.

Em seguida, foram realizadas simulações para estudo da influência de perdas por sombreamento entre as filas de módulos fotovoltaicos para definição do *design* final da planta com as características técnicas da UFVF. Definido o número de módulos e a irradiação total incidente corrigida por inclinação, azimute e perdas por espaçamento, é possível calcular a geração de energia proveniente da fonte fotovoltaica. Aplicando-se o fator de ganho de performance de 11% decorrente das melhores condições de operação dos módulos fotovoltaicos aplicados sobre água (CHOI, 2013), chega-se ao novo valor de geração de energia corrigido.

O novo valor do FULT pode ser calculado a partir da equação 1.

$$FULT = \frac{\text{Potência firme FV} + \text{Potência firme Hidrica}}{\text{Potência máxima da linha de transmissão}} \quad (1)$$

### 3.1 Estudo de Caso

Foram selecionadas duas hidrelétricas pertencentes ao Subsistema Sul do SIN, Machadinho e Passo Real, como possíveis receptoras das plantas fotovoltaicas flutuantes. Esta escolha não elimina a possibilidade de instalação nos demais reservatórios desta região, pois se trata, apenas, de um ponto de partida em uma avaliação que pode ser conduzida em qualquer reservatório brasileiro.

### 3.2 Características Gerais dos Reservatórios

A delimitação territorial na escolha dos reservatórios para os estudos de caso se deve ao fato de o Subsistema Sul depender da importação de energia de outras regiões para suprir a sua demanda energética, conforme disposto anteriormente. O refino até as usinas de Passo Real e Machadinho se deu por parâmetros históricos como tamanho do reservatório, potência instalada e FC. Algumas das características fundamentais das hidrelétricas selecionadas para os estudos de caso podem ser vistas na Tabela 2.

Tabela 2 – Características relevantes à aplicação da metodologia de estudo de caso para as usinas selecionadas

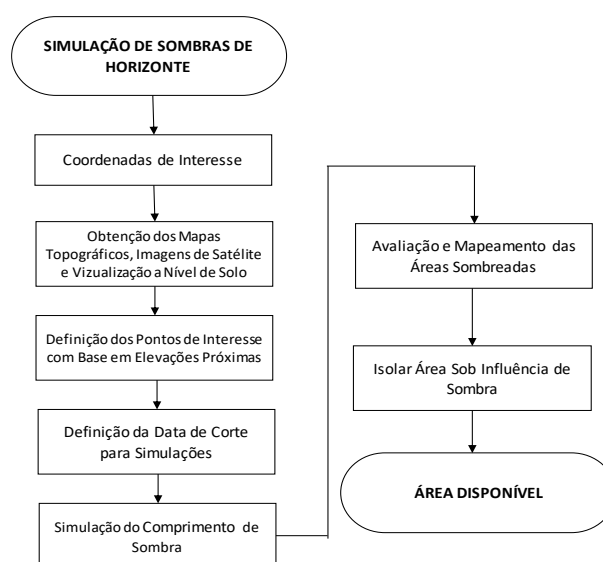
	<b>UHE Paso Real</b>	<b>UHE Machadinho</b>
<b>Localização (Rio, Estado)</b>	Jacuí, RS	Uruguai, RS/SC
<b>Localização (Coordenadas)</b>	-29,02 , -53,18	-27,52 , -51,79
<b>Potência instalada [MW]</b>	158	1140
<b>Geração de Energia [MWmed] (anos considerados)</b>	79,38 (1999-2019)	570,39 (2002-2019)
<b>Fator Capacidade Médio (anos considerados)</b>	0,5024 (1999-2019)	0,5003 (2002-2019)
<b>Área do Reservatório Máx. [km<sup>2</sup>]</b>	225,5	78,91
<b>Área do Reservatório Mín. [km<sup>2</sup>]</b>	42,6	62,04
<b>Evaporação Anual [mm]</b>	328	341

Fonte: elaborado pelo autor a partir de dados do Histórico da Operação (ONS, 2019) e do banco de dados do *software HydroExpert*.

### 3.2.1 Capacidade Instalável

Para cálculo da capacidade instalável em cada reservatório foram conduzidos estudos de sombra de horizonte para determinar as áreas às quais este efeito se torna pouco expressivo na geração de energia, conforme a Figura 12.

Figura 12 Fluxograma da metodologia para obtenção das sombras de horizonte nos reservatórios sob análise



Fonte: elaborado pelo autor.

A ferramenta utilizada para a simulação das sombras de horizonte é o *software SunCalc*, desenvolvido pelo alemão Torsten Hoffmann, que é capaz de

prever o movimento solar, bem como sua inclinação, para dias e horários definidos pelo usuário, retornando informações como o comprimento de sombra quando um obstáculo, é inserido em sua interface.

O detalhamento dos passos da simulação para o reservatório de Machadinho pode ser consultado no Apêndice A.

A análise foi conduzida por amostragem, já que este reservatório possui longa extensão e curta distância entre margens, o que tornaria necessária centenas de simulações de pontos de interesse, fixados nos pontos mais altos dos morros ao entorno das margens, responsáveis por projetar sombras no reservatório. Além disso, como as características de relevo e elevações próximas se mantêm dentro de padrões, admitiu-se esta hipótese de avaliação por amostragem como válida. Isolando-se as áreas com interferência de sombra entre as 8:30 h e 16:30 h durante o dia 21 de junho, data do Solstício de Inverno, que registra a incidência dos maiores comprimentos de sombra no reservatório, pode-se concluir que há área disponível para a viabilização da instalação.

É importante frisar que neste trabalho a área disponível para instalação está sendo avaliada como a área sem influências significativas de sombra, mas que outros fatores como a ocupação populacional próxima às margens, além da ocorrência de fortes correntezas, declives e demais obstáculos à instalação da UFVF também poderiam ocasionar a perda de área disponível.

O estudo de área disponível na Usina Hidrelétrica de Passo Real se tornou desnecessário, sob o ponto de vista de sombreamento por obstáculos próximos, uma vez que não há ocorrência de grandes elevações próximas às margens, fato comprovado via análise dos mapas topográficos locais e imagens de satélite do reservatório (disponíveis no Apêndice A), além do fato de que a área necessária para instalação da UFVF em potência igual à nominal da unidade hidrelétrica ser de apenas 5% da área mínima total do reservatório.

### **3.3 Definição de Layout**

A partir dos dados levantados pela Tabela 2 e do estudo de sombra é possível determinar a potência instalada em cada um dos reservatórios sob análise.

Considerando a utilização dos módulos fotovoltaicos policristalinos Canadian Solar (KuMax CS3U-350P) de 350W e inversores Sungrow, 6.8 MVA MV Turnkey

Solution, foram consideradas plantas modulares de 19.604 módulos, totalizando 6,8614 MWp.

Para determinar o número total de subplantas em cada UFVF é necessário que se divida a potência nominal da usina pela potência dos inversores de frequências. O resumo das características gerais de cada usina pode ser observado na Tabela 3.

Tabela 3 – Características gerais das UFVF's

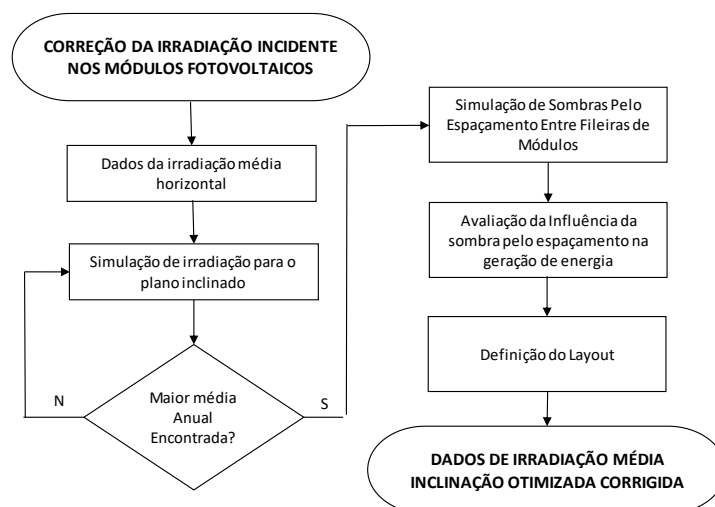
	UHE Passo Real	UHE Machadinho
Potência nominal [MW]	158	1140
Potência fotovoltaica instalada [MWp]	157,81	1.138,99
Número de subplantas	23	166
Número de Módulos	450.892	3.254.264

Fonte: elaborado pelo autor.

### 3.4 Dados meteorológicos

A obtenção de dados meteorológicos confiáveis é essencial para uma simulação de geração de energia precisa. A fim de filtrar os dados climáticos obtidos e maximizar a produção de energia, foi seguida a metodologia da Figura 13.

Figura 13 – Fluxograma da metodologia para obtenção de dados climáticos para a simulação da produção de energia anual das usinas fotovoltaicas flutuantes

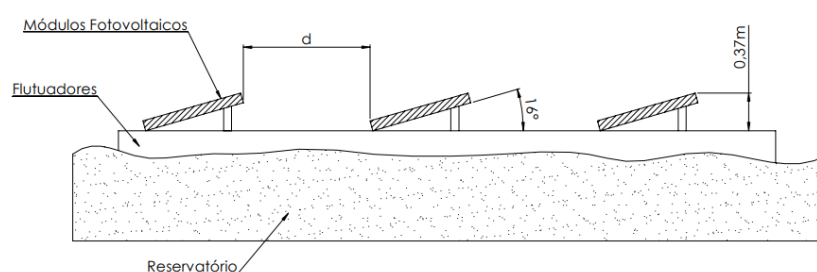


Fonte: elaborado pelo autor.

Para cada uma das localizações de interesse nos estudos de caso propostos, primeiramente foram obtidos os dados de irradiação solar diária média global horizontal a partir do programa SunData, disponibilizado pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB).

Em seguida, foram simulados os valores de irradiação para diversas inclinações de estrutura, através do *software* Radiasol, para se obter o ângulo de inclinação que maximiza o potencial de geração das plantas fotovoltaicas. A simulação teve como resultado que o ângulo de inclinação que ótimo para as duas localidades é 16° em relação à horizontal.

Figura 14 – Esquema de instalação dos módulos fotovoltaicos sobre as plataformas flutuantes



Fonte: elaborado pelo autor.

Os resultados otimizados obtidos nesta etapa de simulação estão expressos na Figura 15. Tomando como base a nova média anual de irradiação solar, houve incremento de 7,47% para a estação Salto do Jacuí, próxima ao reservatório de Passo Real, e 7,14% para a estação Machadinho.

Figura 15 – Irradiação Solar Diária Média Otimizada Incidente nos Reservatórios de Passo Real e Machadinho

Estação	Latitude [°]	Longitude [°]	Irradiação Solar Diária Média Inclinada Otimizada [kWh/m <sup>2</sup> dia]						
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Média
Salto do Jacuí	-29,101	-53,149	6,46	6,15	5,52	4,48	3,47	2,85	4,89
			Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
			3,25	4,07	4,13	5,20	6,37	6,73	
Machadinho	-29,601	-51,749	6,32	5,93	5,49	4,65	3,58	3,09	4,95
			Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
			3,48	4,358	4,288	5,304	6,34	6,568	

Fonte: elaborado pelo autor.

Com os resultados obtidos pela otimização da radiação inclinada, o novo parâmetro sob análise de impacto na geração de energia é a distância entre fileiras de módulos fotovoltaicos, definida como “d” na Figura 14. Esta distância “d”

influencia na perda de irradiação incidente nos módulos fotovoltaicos e, assim, na geração da UFVF.

Foram analisadas 3 possibilidades de espaçamento para cada usina, sendo que foi considerado que quando houver sombra incidente de uma fila para outra, não há geração de energia. Esta perda horária foi simulada no SunCalc e os novos valores de Irradiação foram obtidos a partir da correção de horas de sol incidentes nos módulos. Os resultados obtidos, bem como o impacto negativo das sombras podem ser visualizados nas Tabelas 4 e 5.

Tabela 4 Impacto do sombreamento na irradiação incidente nos módulos fotovoltaicos – estudo de caso Passo Real

Impacto do Espaçamento entre Fileiras - Passo Real				
	Mar	Jun	Set	Dez
Dia	20	21	23	22
Observação	Equinócio de Outono	Solstício de Inverno	Equinócio de Primavera	Solstício de verão
Espaçamento 1 metro				
Horário	08:13	09:23	07:58	08:15
Horário	17:07	15:46	16:52	18:47
Influência do Sombreamento [%]	9%			
Espaçamento 1,50 metro				
Horário	07:43	08:45	07:29	07:44
Horário	17:37	16:24	17:22	19:18
Influência do Sombreamento [%]	5%			
Espaçamento 2 metros				
Horário	07:28	08:26	07:13	07:28
Horário	17:52	16:43	17:38	19:35
Influência do Sombreamento [%]	5%			

Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 5 - Impacto do sombreamento na irradiação incidente nos módulos fotovoltaicos – estudo de caso Machadinho

Impacto do Espaçamento entre Fileiras - Machadinho				
	Mar	Jun	Set	Dez
Dia	20	21	23	22
Observação	Equinócio de Outono	Solstício de Inverno	Equinócio de Primavera	Solstício de verão
Espaçamento 1 metro				
Horário	08:06	09:11	07:52	08:12
Horário	17:03	15:46	16:48	18:40
Influência do Sombreamento [%]	8%			
Espaçamento 1,50 metro				
Horário	07:37	08:34	07:22	07:41
Sombreamento Tarde [m]	1,49	1,5	1,49	1,49
Horário	17:32	16:24	17:17	19:10
Influência do Sombreamento [%]	6%			
Espaçamento 2 metros				
Horário	07:22	08:16	07:07	07:25
Sombreamento Tarde [m]	1,97	1,98	2	1,97
Horário	17:47	16:42	17:33	19:26
Influência do Sombreamento [%]	6%			

Fonte: elaborado pelo autor.

Pela análise dos resultados dispostos nas Tabelas 4 e 5, é possível concluir que a influência do aumento de espaçamento entre fileiras de 1,5 m para 2,0 m não impacta visivelmente de maneira positiva na geração de energia. Desta forma, foi adotado o espaçamento de 1,5 m como *layout* final da UFVF.

### 3.5 Simulação de Geração de Energia

A simulação da geração de energia para cada uma das UFVF's seguiu a metodologia de cálculo de LOPES, disponível no Apêndice B.

Foram utilizados os valores de irradiação maximizados obtidos por simulação no Radiasol, descontando-se a perda por sombra entre fileiras de módulos. O coeficiente de performance (CP) utilizado é igual ao obtido por AHLERT (2017), em simulação de usina com 10 mil módulos no *software* PVsyst, igual a 0,799.

Para aferir a confiabilidade do método de cálculo empregado (considerando Lopes, 2012) para cálculo de geração de energia, os dados climáticos obtidos no SunData, a correção de irradiação para plano inclinado fornecida pelo *software* Radiasol, e o CP fornecido por AHLERT (2017), foi conduzida uma simulação teste que considerou as perdas por sombreamento idênticas às utilizadas em simulação



conduzida por (STRANGUETO, 2016) no *software* PVsyst. Com o emprego do mesmo módulo fotovoltaico para cobertura do Reservatório de Balbina, AM, fora encontrado o valor de 200,21  $kWh/m^2.ano$  ante os 200  $kWh/m^2.ano$  simulado por STRANGUETO. Desta forma, assume-se que a metodologia empregada nas seguintes simulações é válida e fornece resultados confiáveis.

Foram extraídos dois resultados, sendo um deles com o coeficiente de incremento de performance de 11%, conforme sugerido por CHOI e transcrito anteriormente. Estes resultados podem ser conferidos na Tabela 6.

Tabela 6 – Resultados das Simulações de Energia das Usinas Fotovoltaicas Flutuantes para os Estudos de Caso Apresentados

Resultados das Simulações de Geração de Energia das Usinas Fotovoltaicas														
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Média	Soma
Usina Fotovoltaica Flutuante Passo Real														
Geração de Energia [GWh/mês]	23	20	20	16	13	10	12	14	16	20	24	24	18	213
FC	0,20	0,19	0,17	0,14	0,11	0,09	0,10	0,12	0,14	0,17	0,21	0,20	0,15	-
Geração de Energia com Otimização [GWh/mês]	26	22	23	18	15	11	13	16	18	23	27	27	20	236
FC	0,22	0,21	0,19	0,16	0,12	0,10	0,11	0,13	0,16	0,19	0,23	0,23	0,17	-
Usina Fotovoltaica Flutuante Machadinho														
Geração de Energia [GWh/mês]	164	140	146	122	98	80	93	115	115	144	164	170	129	1551
FC	0,19	0,18	0,17	0,15	0,12	0,10	0,11	0,14	0,14	0,17	0,20	0,20	0,16	-
Geração de Energia com Otimização [GWh/mês]	182	156	162	135	109	89	103	127	127	160	182	189	143	1721
FC	0,21	0,20	0,19	0,16	0,13	0,11	0,12	0,15	0,16	0,19	0,22	0,22	0,17	-

Fonte: elaborado pelo autor.

### 3.5.1 Redução da Vazão Turbinada

Caso a geração fotovoltaica seja utilizada para manutenção do nível do reservatório e não para incremento do FULT, a energia gerada por fonte solar fotovoltaica acabaria por diminuir a necessidade de geração hídrica e, por consequência, a vazão turbinada pela usina hidrelétrica.

Para o cálculo do volume de água mantido em reservatório, pode-se utilizar a equação 3.

$$V_t = \left( \frac{MW_{med\ PV}}{P_{nom}} \right) \times V_{nom} \times T \quad (3)$$

Onde,

$V_t$  é o volume turbinado [m<sup>3</sup>];

$MW_{med\ FV}$  é a potência firme média produzida pela UFVF [MW];

$P_{nom}$  é a potência nominal da turbina [MW];

$V_{nom}$  é a vazão nominal da turbina [m<sup>3</sup>/s];

$T$  é o tempo [s].

Os resultados para as duas instalações podem ser verificados na Tabela 7.

Tabela 7 – Resultados obtidos para a redução da vazão turbinada anual para as usinas de Passo Real e Machadinho

	Passo Real	Machadinho
$MW_{med\ FV}$	26,77 MW	196,67 MW
$P_{nom}$	158 MW (82 MW + 76 MW)	1140 MW
$V_{nom}$	466 m <sup>3</sup> /s (242 m <sup>3</sup> /s + 224 m <sup>3</sup> /s)	1311 m <sup>3</sup> /s (3 x 437 m <sup>3</sup> /s)
$V_t$	2490 hm <sup>3</sup>	7133 hm <sup>3</sup>
Volume de Reservatório Correspondente (em nível máximo) [%]	68%	214%

Fonte: elaborado pelo autor.

Os dados obtidos na Tabela 7 consideram os resultados de potência firme média das UFVF corrigidos de acordo com a melhora na performance térmica descrita por CHOI. Através da redução da vazão turbinada pelo suprimento de energia por fonte fotovoltaica é possível notar que há efetivamente a possibilidade de se utilizar este regime de cogeração para regulagem estratégica de recursos hídricos.

### 3.5.2 Redução da Evaporação de Reservatório

Seguindo a metodologia prevista no Apêndice C, foi calculado o volume de água que deixa de evaporar anualmente em cada um dos reservatórios. Foram considerados, para cálculo da área coberta por módulos fotovoltaicos e estrutura flutuante, os *layouts* das UFVF's propostos pelo estudo de influência de sombras. Definido que o espaçamento entre as fileiras é de 1,5 metro, cada módulo ocupa uma área próxima a 5 m<sup>2</sup>. Desta forma, a planta instalada sobre o reservatório de

Passo Real teria área coberta de pelo menos 2,25 km<sup>2</sup>, enquanto a planta instalada sobre o reservatório de Machadinho teria 16,27 km<sup>2</sup>.

No caso do complexo de Passo Real, deixariam de evaporar anualmente 370 milhões de litros de água, enquanto que para o complexo de Machadinho esta economia seria de 2,77 bilhões de litros.

### **3.6 Incremento do FULT**

A operação das UFVF's em regime de cogeração com as usinas hidrelétricas proposta nos estudos de caso poderia ser avaliada sob duas óticas distintas. Caso os despachos para a usina hidrelétrica não justifiquem o incremento na geração de energia ou o reservatório esteja em níveis operacionais muito baixos, o suprimento de energia via fonte fotovoltaica poderia ser utilizado para armazenamento de água através da redução da vazão turbinada pela hidrelétrica. A outra alternativa de operação seria manter o regime da hidrelétrica conforme o anterior à instalação da UFVF e utilizar o incremento de potência fotovoltaica durante os dias para aumentar a taxa global de utilização das linhas de transmissão do complexo, chamadas neste trabalho de FULT. Seguindo esta alternativa, haverá momentos em que a geração hídrica terá seu horário deslocado, uma vez que em partes do dia o incremento da fonte fotovoltaica impossibilitará manter a mesma vazão turbinada quando esta atingir potência próxima à nominal do complexo.

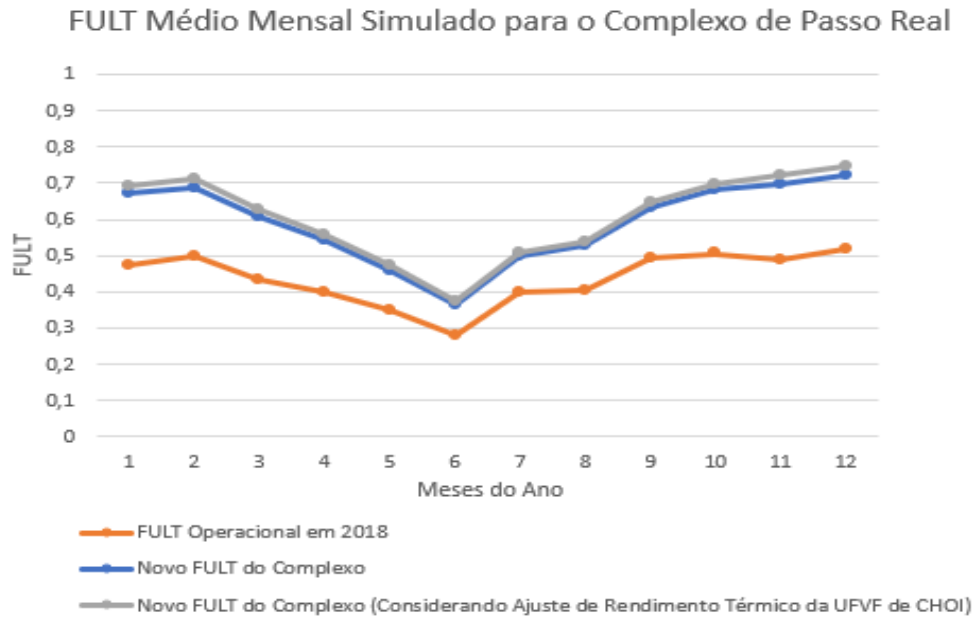
Para que o conjunto opere seguindo o preceito de maximização do FULT, torna-se necessária a implementação de um sistema de monitoramento de fluxo de potências para que a casa de máquinas e a própria linha de transmissão não sejam sobrecarregadas pela operação da usina fotovoltaica. Este sistema deverá ser capaz de regular a operação da hidrelétrica e da usina fotovoltaica para que a sua operação conjunta siga dentro dos limites técnicos possíveis.

Outra vantagem deste regime de cogeração é que se o complexo tem a capacidade de fornecer a demanda máxima exigida durante partes do dia sem, ou com baixa participação, da fonte hídrica, este volume de água economizado poderia ainda ficar armazenado para que a usina aumentasse a sua produção em momentos que antes da instalação da fonte fotovoltaica teria que reduzir a sua vazão turbinada por baixo nível de reservatório. Esta hipótese de “ganho de vazão” torna-se difícil de

prever, pois depende dos despachos de cada complexo, além de condições climáticas diárias e nível de reservatório.

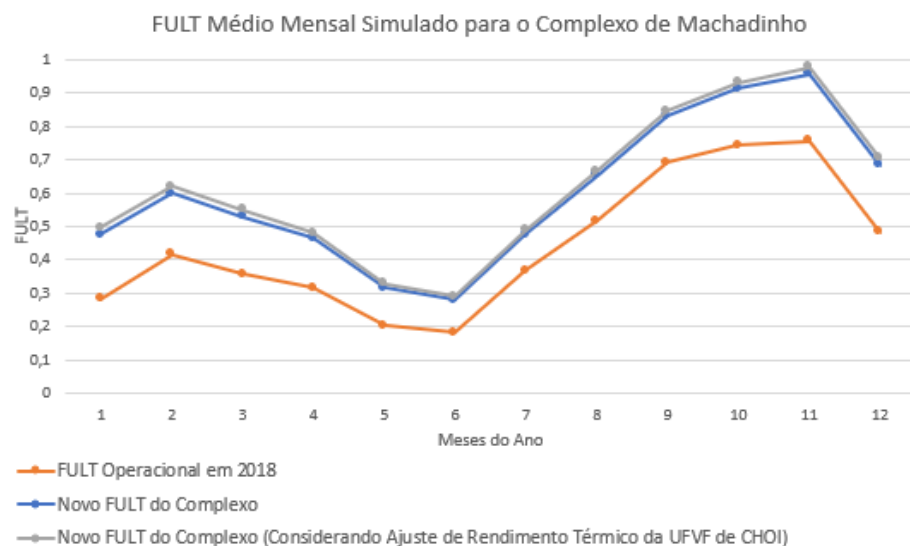
A seguir serão apresentados os resultados de FULT médios mensais utilizando como base o ano operacional de 2018 das usinas de Passo Real e Machadinho.

Figura 16 – FULT Médio Mensal Simulado para o Complexo de Passo Real



O mesmo comportamento de aumento médio do FULT foi verificado para o complexo de Machadinho, conforme Figura 17.

Figura 17 – FULT Médio Mensal Simulado para o Complexo de Machadinho



### **3.7 Impacto Financeiro da Geração Fotovoltaica**

O excedente de geração de energia proveniente da fonte fotovoltaica seria capaz de aumentar a receita dos complexos de Passo Real e Machadinho. Seguindo o preço de referência para um novo empreendimento de fonte solar fotovoltaica aprovado pela ANEEL para o edital do leilão A-6 de 2019, de R\$ 209,00 / MWh (ANEEL, 2019b) e as gerações fotovoltaicas anuais calculadas na Tabela 6, a UFVF de Passo Real renderia 49,324 milhões de Reais por ano de receita extra, enquanto a UFVF Machadinho renderia 359,689 milhões de Reais ao ano.

Tomando como base o preço do kWp instalado na Fazenda Figueiredo (vide item 2.2.2), a UFVF de Passo Real custaria R\$ 1,10 bilhões, enquanto a UFVF de Machadinho teria custo de R\$ 7,97 bilhões.

Consta no Apêndice D deste trabalho avaliação econômica para os dois empreendimentos.

## **4 CONCLUSÃO**

Os estudos de caso desenvolvidos para avaliar a implementação de usinas fotovoltaicas flutuantes em regime de cogeração retornaram com resultados expressivos na melhora do aproveitamento da infraestrutura de transmissão das usinas avaliadas.

No caso do complexo de Passo Real, quando simulado um novo cenário de operação para o ano de 2018, houve um incremento do FULT médio anual de 0,44 para 0,61 no melhor cenário, enquanto que no estudo conduzido para avaliação do complexo Machadinho houve avanço de 0,44 para 0,62, também para o melhor cenário, no FULT.

Estes resultados demonstram a possibilidade de aumento do aproveitamento da infraestrutura de transmissão já construída no país, o que reduziria o peso dos bilionários investimentos neste setor do sistema elétrico brasileiro, além de demonstrar que mesmo uma fonte de energia não firme, como a fotovoltaica, pode agregar nível de confiança ao SIN, auxiliando, nesta aplicação, a regulação do nível de reservatórios de hidrelétricas ao longo dos anos.

#### 4.1 Trabalhos Futuros

Uma avaliação pertinente para o prosseguimento da linha de pesquisa deste trabalho é diz respeito às condições de operação das usinas hidrelétricas que receberiam o incremento de potência instalada via fonte fotovoltaica, como sugerido. Esta avaliação deverá contemplar tanto análises técnicas do regime de operação combinado, como a avaliação da necessidade de despachos e perdas associadas à transmissão, quando este complexo fica longe dos centros de consumo, além da necessidade estratégica de manutenção de níveis de reservatórios.

Outra possível aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes não explorada neste trabalho é a cobertura de PCH's. Por terem maior dependência climática visto o baixo volume de reservatório, é possível que os resultados sejam mais expressivos do que para aplicações em usinas hidrelétricas de grande porte.

#### REFERÊNCIAS

AHLERT, Vanessa Sette Campos. **Aplicação de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidrelétricas: Estudo De Caso Em Uma Hidrelétrica Brasileira**. 2017. 109 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Ambiental, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

ANEEL. **Aprovado Edital do Leilão A-6 Desde Ano**. 2019. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/19223109](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/19223109)>. Acesso em: 10 set. 2019.

CANADIAN SOLAR. **KuMax (1000 V / 1500 V) Super High Efficiency Polygen4 Module Cs3u-345|350|355|360p**. 2017.

CANADIAN SOLAR. **Limited Warranty Statement Photovoltaic Ku Module Products**. 2018.

CAZZANIGA, R. et al. **Floating Photovoltaic Plants: Performance Analysis and Design Solutions**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, [s. l.], v. 81, n. Part 2,

p. 1730–1741, 2018. Disponível em: < [encurtador.com.br/eRTY1](http://encurtador.com.br/eRTY1) >. Acesso em: 23 jun. 2019.

CHOI, Y., Lee, N.; Kim, K. (2013). **Empirical Research on the Efficiency of Floating PV Systems Compared with Overland PV Systems**. CES-CUBE 2013, Guam, EUA. 2013.

Ciel & Terre – **Hydrelío® technology**. Disponível em: < <https://www.ciel-et-terre.net/hydrelío-technology/>>. Acesso em: 23 jun. 2019.

COMERC ENERGIA. **Projeção do Custo da Energia Elétrica no Mercado Livre de Energia**. 2019

EPE. **O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia**. Brasília: Epe, 2016. 97 p.

HARTZELL, T. S. **Evaluating Potential for Floating Solar Installations on Arizona Water Management Infrastructure**. [s. l.], 2016. Disponível em: < [encurtador.com.br/csv57](http://encurtador.com.br/csv57) >. Acesso em: 23 jun. 2019.

HELPER, F.; LEMCKERT, C.; ZHANG, H. **Impacts Of Climate Change on Temperature and Evaporation from a Large Reservoir in Australia**. Journal of Hydrology, [s. l.], v. 475, p. 365–378, 2012. Disponível em: <<https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edselp&AN=S0022169412008827&lang=pt-br&site=eds-live>>. Acesso em: 23 jun. 2019.

LOPEZ, Ricardo Aldabó. **Energia Solar para Produção de Eletricidade**. São Paulo: Artliber Editora Ltda, 2012.

MA, T.; YANG, H.; LU, L. **Long Term Performance Analysis of a Standalone Photovoltaic System Under Real Conditions**. Applied Energy, [s. l.], v. 201, p. 320–331, 2017.

MME. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Brasília: MME, 2018. 345 p.

MME. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: MME, 2007. 210 p.

MME. **Resenha Energética Brasileira 2018**. Brasília: MME, 2018. 30 p.

ONS. **PAR Executivo 2019-2023**. Brasília, 2018. 36 p.

ONS. **Resultados da Operação**: Histórico da Operação. Disponível em:

<<http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>. Acesso em: 23 jun. 2019.

PORTO, Yorrana Coutinho et al. **Viabilidade Técnica para Implantação de um Sistema Solar Fotovoltaico Flutuante em um Reservatório do Semiárido Brasileiro**. Revista Tecnologia, Fortaleza, v. 38, n. 2, p.1-11, dez. 2017.

RANJBARAN, P. et al. **A Review on Floating Photovoltaic (FPV) Power Generation Units**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, [s. l.], v. 110, p. 332–347, 2019. Disponível em: < [encurtador.com.br/koJUZ](http://encurtador.com.br/koJUZ) >. Acesso em: 23 jun. 2019.

REDÓN SANTAFÉ, M. et al. **Theoretical and Experimental Analysis of a Floating Photovoltaic Cover for Water Irrigation Reservoirs**. Energy, [s. l.], v. 67, p. 246–255, 2014. Disponível em: <<https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edselp&AN=S0360544214001054&lang=pt-br&site=eds-live>>. Acesso em: 23 jun. 2019.

SAHU, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR, K. **Floating Photovoltaic Power Plant: A Review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, [s. l.], v. 66, p. 815–824, 2016.

STRANGUETO, Karina Maretti. **Estimativa do Potencial Brasileiro de Produção de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidroelétricas**. 2016. 147 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

SUNGROW POWER SUPPLY CO, LTD. **6.8 MVA MV Turnkey Station**. 2018



## APÊNDICE A – DETERMINAÇÃO DE SOMBRAS DE HORIZONTE

Nesta etapa da determinação da área instalável de cada reservatório foram obtidos os mapas topográficos do entorno dos reservatórios das UHE's Passo Real e Machadinho.

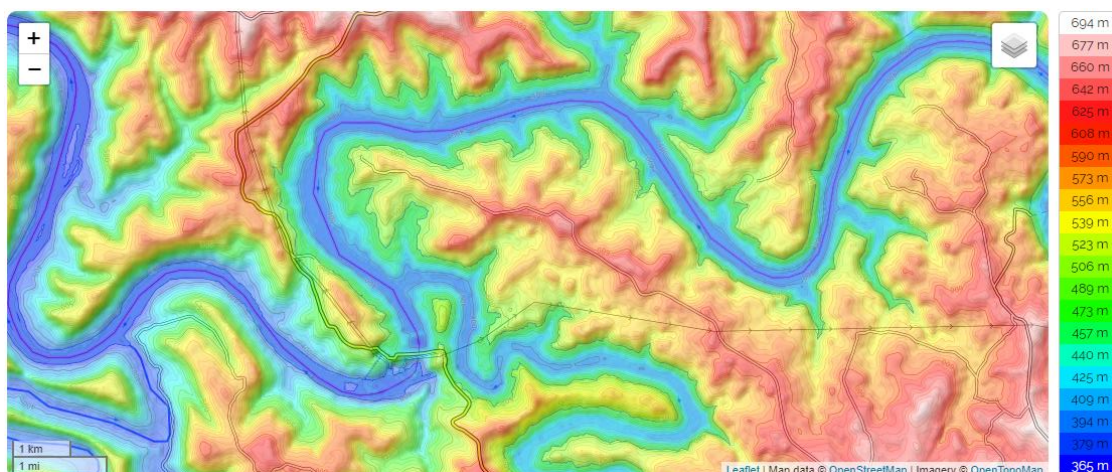
Fora realizado o reconhecimento da área do reservatório da UHE Machadinho através de imagens do mapa topográfico do local e de imagens de satélite. Em seguida, foram atribuídos pontos para obtenção de vistas em nível de solo do reservatório para análise de relevo, ocupação das margens e possíveis sombreamentos não decorrentes do relevo natural, ambos parâmetros fundamentais para definição da área disponível e interferências na capacidade de geração da usina fotovoltaica flutuante.

Figura 1A – Imagem de satélite do reservatório da UHE Machadinho



Fonte: Google Earth, 2019.

Figura 2A – Mapa topográfico do Reservatório da UHE Machado



Fonte: topographic-map.com. Data da imagem: 2019.

Figura 3A – Imagem de satélite do reservatório da UHE Machado



Fonte: Google Earth. Data da imagem: 2019.

O estudo do relevo, imagens de satélite e visualização em solo evidenciaram a necessidade da condução deste estudo de sombreamento, uma vez que a área alagada está situada em uma região de vale com importantes elevações próximas às suas margens. Também foi possível identificar visível que não há formação de ilhas em grande parte da área alagada e as margens não evidenciam áreas densamente povoadas próximas às margens, descartando, em análise prévia, a ocorrência de navegação de transporte ou pesca de subsistência.

Para traduzir as elevações em comprimento de sombra e, conseqüentemente, em área sombreada, é necessário o cálculo da projeção de sombra, que pode ser feito através da carta solar para as coordenadas de interesse ou através de *softwares* que já realizem simulações de sombreamento. Neste estudo foi utilizada a

ferramenta on-line SunCalc, para determinação de áreas sombreadas sobre o reservatório nos pontos marcados como “Vista 4” e “Vista 6” na Figura 3A, que foram previamente definidos como áreas utilizáveis.

Tomando como referência a orientação de Norte da Figura 3A, podemos observar que a área disponível em frente ao ponto “Vista 4”, que de agora em diante será tratada como “área potencial 1” ou “A1” pode sofrer com sombreamentos oriundos das formações montanhosas a Leste, a Norte, e a Oeste. A mesma situação é identificada em A2, definida em frente ao ponto demarcado como “Vista 6”.

Figura 4A – Áreas de potencial instalação da usina fotovoltaica flutuante



Fonte: Google Earth. Data da imagem: 2019.

A Figura 4A demonstra as áreas de possível instalação da usina flutuante, já desconsiderando áreas muito próximas às margens, que estariam suscetíveis a baixo nível de água em períodos de seca, além de também serem propensas à atuação de sombras.

Tabela 1A – Áreas de possível instalação da usina fotovoltaica flutuante

Área de Interesse	Cor (Fig. 49)	Área (m <sup>2</sup> )	Perímetro (m)	Posição das Sombras
A1	Azul	3.500.000	13.000	Leste, Oeste
A2	Verde	650.000	3.800	Leste, Norte, Oeste

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para as simulações de comprimento de sombra conduzidas no SunCalc, foram utilizadas as alturas relativas entre o nível do reservatório e os picos extremos de altura para posições de interesse que poderiam ocasionar sombras ao

reservatório durante os dias do solstício de inverno, por volta de 21 de junho, por ser o dia do ano ao qual o ângulo entre o Sol e a superfície terrestre é menor no Hemisfério Sul, projetando, desta forma, uma sombra maior e o solstício de verão, por volta de 21 de dezembro, ao qual a sombra projetada por objetos no horizonte é menor, uma vez que o ângulo do Sol em relação à superfície é o menor no ano.

Para simplificar o estudo de sombreamento, foi considerada apenas a A1, já que esta possui quase 3,5 vezes o tamanho da A2 e foram estudados 9 pontos de interesse que circundam a possível localização da usina flutuante.

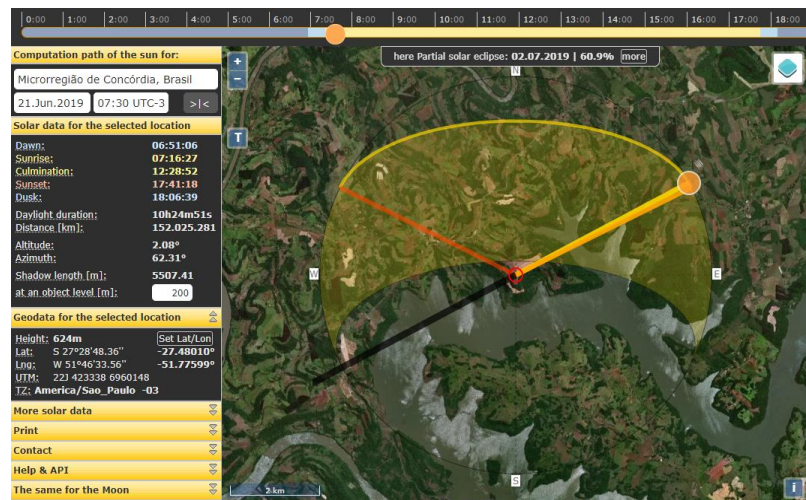
Figura 5A – Pontos de interesse ao estudo de sombra de horizonte em A1  
(A1.referência.altitude relativa (m))



Fonte: elaborado pelo autor.

A tela de simulação no software SunCalc pode ser vista na Figura 6A.

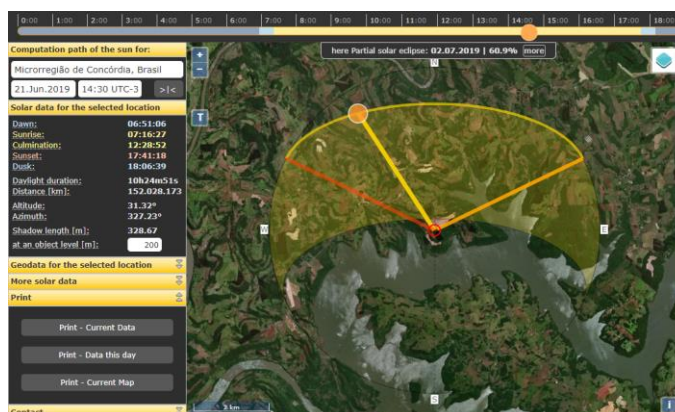
Figura 6A – Simulação de sombreamento SunCalc para ponto de interesse 1  
– 7:30h (21/06/2019)



Fonte: elaborado pelo autor.

O mesmo ponto foi simulado para um novo horário de interesse, conforme a Figura 7A.

Figura 7A - Simulação de sombreamento SunCalc para ponto de interesse 1 – 14:30h (21/06/2019)



Fonte: elaborado pelo autor.

Para o pior cenário de sombreamento no ponto de interesse 1, em 21 de junho, nota-se que a sombra à Norte, com elevação relativa de 200 metros, possui extensão superior a 5500 metros logo após o nascer do sol, porém, já às 8:00 horas, a sombra já está recuada a um local próximo à margem, livrando o local da interferência de sombras durante o restante do dia inteiro, o que fica comprovado na Figura 6A, que demonstra a posição da sombra já às 14:30 h, que não chega ao reservatório e já está no alinhamento limite da A1.

Para o restante dos casos, a Tabela 2A sintetiza os comprimentos de sombra e seus respectivos horários para o solstício de inverno.

Tabela 2A –Comprimento de sombra e respectivos horários de acontecimento

Ponto de Interesse	Altura Relativa (m)	Limite Comprimento de Sombra Manhã (m)	Hora (h)	Limite Comprimento de Sombra Tarde (m)	Hora (h)
1	200	1500	08:00	880	16:30
2	150	1100	08:30	660	16:30
3	200	-	-	880	16:30
4	200	-	-	900	16:30
5	150	-	-	1200	17:00
6	150	650	08:30	-	-
7	150	1100	08:15	-	-
8	200	700	08:45	-	-
9	200	1500	08:00	-	-

Fonte: elaborado pelo autor.

É possível concluir que as sombras de horizonte não representam um grande empecilho ao uso da A1 para geração fotovoltaica, uma vez que, mesmo para o pior cenário possível, há incidência de sombras apenas durante a primeira hora do dia em grande parte dos pontos de interesse pesquisados.

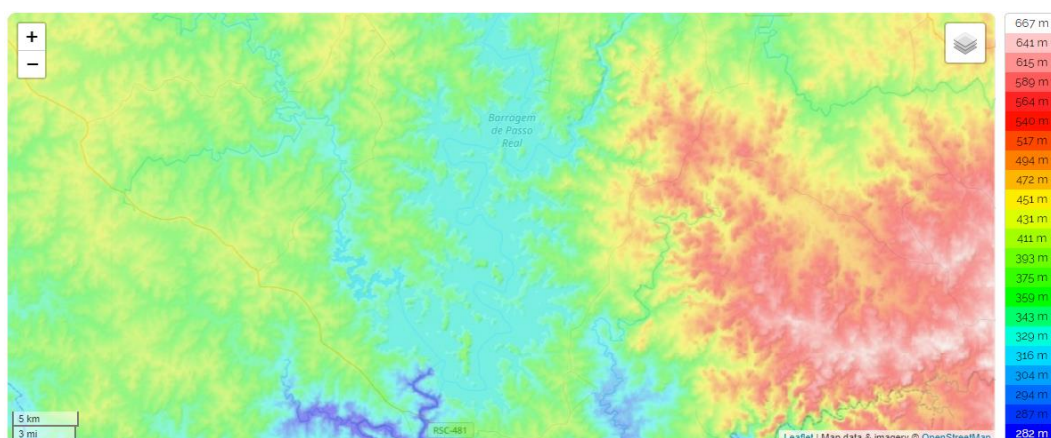
A análise de área disponível para o reservatório de Passo Real tornou-se dispensável, sob o ponto de vista de estudos de sombra, uma vez que não há formação de grandes obstáculos próximos às margens do reservatório e nem grandes ilhas. As figuras 8A e 9A apresentam as imagens de satélite e mapa topográfico, respectivamente.

Figura 8A – Imagem de satélite do reservatório da UHE Passo Real



Fonte: Google Earth, 2019.

Figura 9A - Mapa topográfico do Reservatório da UHE Passo Real



Fonte: topographic-map.com. Data da imagem: 2019.

## APÊNDICE B – DETERMINAÇÃO DA ENERGIA ANUAL GERADA POR UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

A potência de um sistema fotovoltaico segundo o método de Lopes (2012) pode ser determinada a partir da equação (1B), abaixo:

$$P_g = \eta \times A \times R_s(t) \quad (1B)$$

Onde,

$P_g$  é a potência gerada pelo sistema fotovoltaico [W];

$\eta$  é a eficiência dos módulos fotovoltaicos [-];

$A$  é a área ocupada pela planta, obtida pela multiplicação do número de módulos pela área de cada módulo [m<sup>2</sup>];

$R_s(t)$  é a radiação solar incidente em função do tempo [W/m<sup>2</sup>].

Já a energia gerada anualmente pelo gerador fotovoltaico é calculada por:

$$E_g = P \times C_p \times 8760 \text{ h/ano} \quad (2B)$$

Onde,

$E_g$  é a energia gerada pelo sistema fotovoltaico [Wh];

$P$  é a potência de pico do sistema fotovoltaico instalado [Wp];

$C_p$  é o coeficiente de performance do sistema [-].

### APÊNDICE C – DETERMINAÇÃO DO VOLUME DE ÁGUA EVAPORADO EM RESERVATÓRIOS APÓS A INSTALAÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES

A instalação de uma UFVF tem a capacidade de reduzir o volume de água evaporado anualmente pela redução da área de reservatório exposta ao ar (SAHU, 2016).

A evaporação anual média após a cobertura de um reservatório por um sistema fotovoltaico flutuante pode ser obtida através da Equação 1C:

$$E_c = E \times C_e \quad (1C)$$

Onde,

$E_c$  é a evaporação média anual corrigida [mm];

$E$  é a evaporação média anual [mm];

$C_e$  é a constante de redução de evaporação de SAHU [-].

O volume de água armazenado no reservatório pela redução da evaporação pode ser obtido pela Equação 2C.

$$V_{evap} = E_c \times A_c \quad (2C)$$

Onde,

$V_{evap}$  é o volume que deixa de evaporar do reservatório [hm<sup>3</sup>];

$E_c$  é a evaporação média corrigida [mm];

$A_c$  é a área do reservatório coberta pela UFVF [km<sup>2</sup>].



Foram calculados os volumes de água que deixam de evaporar para os dois reservatórios sob análise e os resultados estão expressos na Tabela 1C.

Tabela 1C – Resultados para redução de evaporação anual nos reservatórios

	Passo Real	Machadinho
$E$	328 mm	341 mm
$C_s$	0,5	0,5
$A_c$	2,25 km <sup>2</sup>	16,27 km <sup>2</sup>
$E_c$	164 mm	170,5 mm
$V_{evap}$	0,37 hm <sup>3</sup>	2,77 hm <sup>3</sup>
Volume Total	3645,8 hm <sup>3</sup>	3339,12 hm <sup>3</sup>

Fonte: elaborado pelo autor.

## APÊNDICE D – AVALIAÇÃO DO RETORNO DO INVESTIMENTO

Na avaliação do retorno do investimento para a instalação das usinas flutuantes foram considerados os custos de implementação, conforme subcapítulo 3.7 deste trabalho, degradação dos módulos fotovoltaicos, de 2,5% ao final do primeiro ano e 0,6% até 25 anos (CANADIAN SOLAR, 2017), OPEX de 0,8% do OPEX ao ano, e reajustes de tarifa e OPEX em um cenário conservador, prevendo inflação de 3% ao ano.

O valor da tarifa utilizado, R\$ 241,50 por MWh, foi obtido a partir da média entre o preço mínimo e máximo na projeção do custo da energia proveniente de fonte incentivada em 50% entre os anos de 2019 e 2023, fornecida pela COMERC Energia, empresa brasileira líder na gestão de clientes no regime de Mercado Livre de Energia.

Figura 1D - Projeção do Custo da Energia Elétrica no Mercado Livre de Energia

PRAZO DO CONTRATO	FONTE CONVENCIONAL		FONTE INCENTIVADA 50%		FONTE INCENTIVADA 100%	
	PREÇO MÍNIMO OBSERVADO (R\$/MWh)	PREÇO MÁXIMO OBSERVADO (R\$/MWh)	PREÇO MÍNIMO OBSERVADO (R\$/MWh)	PREÇO MÁXIMO OBSERVADO (R\$/MWh)	PREÇO MÍNIMO OBSERVADO (R\$/MWh)	PREÇO MÁXIMO OBSERVADO (R\$/MWh)
<b>2019</b>	276	286	316	326	350	362
<b>2020</b>	209	219	253	260	320	333
<b>2021</b>	190	195	229	232	295	315
<b>2022</b>	171	178	203	212	265	289
<b>2023</b>	158	167	185	199	230	252

Fonte: adaptado de COMERC ENERGIA, 2019.

O parâmetro financeiro avaliado foi o *payback*, comumente utilizado para sistemas fotovoltaicos, já que grande parte destes módulos possuem garantia de performance de 25 anos. O resultado desta avaliação pode ser encontrado na Tabela 1D.

Tabela 1D – Avaliação de Retorno de Investimento para as Usinas de Passo Real e Machadinho

Avaliação de Retorno de Investimento		
	UFVF Passo Real	UFVF Machadinho
Custo Implementação (R\$)	1,10 bilhões	7,97 bilhões
Custo da Energia (R\$/MWh)	241,50	
Reajuste Tarifário ao ano (%)	3	
Reajusto do OPEX ao ano (%)	3	
Payback	20 anos e 6 meses	20 anos e 3 meses

Fonte: elaborado pelo autor.