

Aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidrelétricas – Estudo de caso em uma hidrelétrica brasileira

Vanessa Sette Campos Ahlert

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Ambiental da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadora:

Heloisa Teixeira Firmo

Rio de Janeiro

Setembro de 2017

APLICAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES EM RESERVATÓRIOS DE HIDRELÉTRICAS – ESTUDO DE CASO EM UMA HIDRELÉTRICA BRASILEIRA

Vanessa Sette Campos Ahlert

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA AMBIENTAL DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO AMBIENTAL.

| Examinado por: | |
|----------------|--|
| | Prof ^a . Heloisa Teixeira Firmo, D. Sc. |
| | Prof ^a . Monica Pertel, D. Sc. |
| | Prof Walter Issamu Suemitsu. Dr. Ing |

Rio de Janeiro – RJ, Brasil Setembro de 2017

Aa285a

Ahlert, Vanessa Sette Campos

Aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidrelétricas - Estudo de caso em uma hidrelétrica brasileira / Vanessa Sette Campos Ahlert. -- Rio de Janeiro, 2017. 110 f.

Orientador: Heloisa Teixeira Firmo. Trabalho de conclusão de curso (graduação) -Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Bacharel em Engenharia Ambiental, 2017.

1. Fotovoltaica flutuante. 2. Fotovoltaica em reservatório de hidrelétrica. 3. Universidade Federal do Rio de Janeiro. I. Firmo, Heloisa Teixeira, orient. II. Título.

Agradecimentos

Primeiramente, gostaria de agradecer, de todo o coração, à professora Heloisa, que se mostrou sempre disposta a me auxiliar com o que eu precisasse na elaboração deste projeto final. Sou muito grata por ter tido a sorte de tê-la como orientadora, e também como professora nessa jornada acadêmica.

Gostaria de agradecer também à banca de professores, Walter Suemitsu e Monica Pertel, que se puseram à disposição para avaliar este trabalho e criticá-lo, de modo que eu finalize minha graduação com um trabalho com o que eu possa me orgulhar.

Agradeço à minha família, Denise, Ivan e Erik, a quem eu devo tudo. Agradeço imensamente o apoio por todos esses anos, que foi essencial para me manter sã. Obrigada pelo carinho sempre, pela confiança na minha capacidade, pela liberdade de escolha e principalmente pelas lições de vida. Reconheço que não estaria aqui sem minha família e que todas as conquistas acadêmicas e profissionais que me esperam no futuro serão resultado da base educacional e pessoal que eles me proporcionaram.

Ao meu companheiro, parceiro, amigo e namorado, Henrique, que esteve do meu lado por maior parte da minha vida acadêmica. Obrigada por acreditar em mim desde o princípio e enxergar em mim, a pessoa que eu quero me tornar. Obrigada por me entender e oferecer seu carinho em todos os momentos, de sucesso e de fracasso. Aprecio muito sua compreensão e suporte por todos esses anos.

Às minhas maiores amigas, Caroline, Ana Carolina, Michelle e Bruna, que cresceram comigo e sempre ofereceram um escape dos meus problemas. A garra de cada uma delas me incentivou a persistir e correr atrás do meu sonho, independente das dificuldades. Agradeço também aos meus amigos Gabriel, João Victor, Leonardo, Suelen e Gabriela, que só me deram grandes momentos de alegria.

Agradeço às minhas amigas de ambiental, Erika, "Kiki", Fabiana, Isabelle, Patrícia, Natalia, Juliana e Mariana, e muitos outros que enfrentaram comigo todos esses obstáculos que são necessários para a formação em engenharia. Agradeço pelo companheirismo e amizade que esta turma me proporcionou, tornando a engenharia um pouquinho mais fácil.

Agradeço também a todas as pessoas que fizeram parte desta trajetória, mesmo que por curto período, ou pequena participação. Guardarei na memória esta aventura que foi a graduação em engenharia ambiental na Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Ambiental.

Aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidrelétricas – Estudo de caso em uma hidrelétrica brasileira

Vanessa Sette Campos Ahlert

Setembro/2017

Orientadora: Heloisa Teixeira Firmo.

Curso: Engenharia Ambiental

Painéis fotovoltaicos flutuantes compreendem um conceito novo de aplicação de geração de energia solar. Esses sistemas podem ser instalados sobre corpos d'áqua e evitam a implantação de painéis em terra aproveitável. Os sistemas flutuantes apresentam diversas vantagens em comparação com usinas em terra, a principal sendo sua maior eficiência de geração devido a menor perda de energia em forma de calor. A aplicação desta tecnologia sobre reservatórios formados por barragens hidrelétricas ainda apresenta a vantagem adicional de aproveitar os sistemas de transmissão e adequação da eletricidade gerada já existentes. Com esta interação a geração hidrelétrica também é beneficiada ao apresentar uma menor evaporação de água do reservatório. Visto que o Brasil conta com alta irradiação solar e grande área alagada por reservatórios, o objetivo deste trabalho foi dimensionar um sistema fotovoltaico flutuante para uma usina hidrelétrica brasileira. Para tanto, foram analisadas diversas usinas hidrelétricas de modo a identificar possíveis limitantes à tal instalação. Definida a usina, foi utilizado o software PVsyst para simulação de geração do sistema proposto e a partir dos resultados foi realizada uma análise econômica do projeto. Como principais resultados, obteve-se uma geração anual de 4.005 MWh para um bloco de geração de 2,5 MWp, para qual o tempo de retorno do investimento seria de 19 anos. Apesar do alto investimento necessário e longo tempo de retorno, os resultados indicam pela viabilidade da interação fotovoltaica e hidrelétrica.

Palavras- chave: Fotovoltaica flutuante; Hidrelétrica e fotovoltaica; Fontes renováveis; PVsyst.

Abstract of the Undergraduate Project presented to the POLI / UFRJ as part fulfilment of requirements for the degree of Environmental Engineer.

Implementation of floating photovoltaic systems on hydroelectric reservoirs - A case study of a Brazilian hydroelectric plant

Vanessa Sette Campos Ahlert

September/2017

Advisor: Heloisa Teixeira Firmo.

Course: Environmental Engineering

Floating photovoltaic panels comprise a new concept of solar generation implementation. These systems may be installed on water bodies and prevent the occupation of usable land. The floating systems present several advantages in comparison with land-based plants, the main being it's higher generation efficiency due to lower energy loss in heat form. The implementation of this technology on reservoirs formed by hydroelectric dams presents further advantages by using the electricity transmission and adaptation systems already existent. Upon this interaction, the hydroelectric generation is also benefited by presenting lower water evaporation from the reservoir. Since Brazil receives high levels of solar irradiation and has wide flooded areas from reservoirs, the object of this paper was to dimension a floating photovoltaic system for a Brazilian hydroelectric plant. For this purpose, several hydroelectric plants have been analyzed so as to identify possible limiting factors to such installation. Once the plant was defined, the software PVsyst was used for simulating the proposed system's generation, and based on the results, an economic analysis of the project was performed. As main results, it was obtained an annual generation of 4.005 MWh for a 2,5 MWp generation block, to which the return on investment time would be of 19 years. Despite of the high investment required, and long return on investment time, the results of the present study indicate the viability of the photovoltaic and hydroelectric interaction.

Key words: Floating photovoltaic; Hydroelectric and photovoltaic; Renewable energies; PVsyst.

Sumário

| 1.1 Justificativa | |
|--|-----------------|
| 1.2 Objectives | |
| | |
| 1.3 Metodologia | |
| 1.4 Organização do Texto | 3 |
| 2 Revisão da Literatura Bibliográfica | Δ |
| 2.1 Geração de Eletricidade | |
| 2.2 Panorama da energia global atual | |
| 2.3 Panorama da Energia Brasileira Atual | |
| 2.4 Energia Solar | |
| 2.4.1 Potencial Nacional de Energia Solar | |
| 2.4.2 Aspectos operacionais | |
| 2.5 Energia Hidrelétrica | |
| 2.5.1 Potencial Nacional de Energia Hidrelétrica | |
| 2.5.2 Aspectos Operacionais | |
| 2.6 Painéis Flutuantes | |
| 2.6.1 Sistemas em Operação no Mundo | |
| 2.6.2 Diferenças com Sistemas Baseados em Terra | |
| 2.6.3 Componentes de Sistemas Flutuantes | |
| 2.6.4 Sistemas Flutuantes em Reservatórios de Hidrelétricas. | 30 |
| | |
| 3 Metodologia | |
| 3.1 Seleção da Hidrelétrica | |
| 3.2 Levantamento de Dados | |
| 3.3 PVsyst | |
| 3.4 Aplicação do Projeto no Reservatório | |
| 3.5 Availação Filialiceira | <i></i> |
| | |
| 4 Estudo de Caso | |
| 4 Estudo de Caso 4.1 Seleção da Usina | 39 |
| 4.1 Seleção da Usina4.1.1 Potencial de geração fotovoltaica flutuante | 39 39 |
| 4.1 Seleção da Usina | 39 39 39 |
| 4.1 Seleção da Usina | |
| 4.1 Seleção da Usina | |
| 4.1 Seleção da Usina | |
| 4.1 Seleção da Usina 4.1.1 Potencial de geração fotovoltaica flutuante 4.1.2 Fator de Capacidade da Usina Hidrelétrica 4.1.3 Limitações ao Uso do Espelho d'Água 4.1.4 Evaporação 4.2 Resultados 4.2.1 Conclusão de Seleção da Usina | |
| 4.1 Seleção da Usina | |
| 4.1 Seleção da Usina 4.1.1 Potencial de geração fotovoltaica flutuante 4.1.2 Fator de Capacidade da Usina Hidrelétrica 4.1.3 Limitações ao Uso do Espelho d'Água 4.1.4 Evaporação 4.2 Resultados 4.2.1 Conclusão de Seleção da Usina 4.2.2 Levantamento de Dados 4.2.3 Software PVsyst | |
| 4.1 Seleção da Usina 4.1.1 Potencial de geração fotovoltaica flutuante 4.1.2 Fator de Capacidade da Usina Hidrelétrica 4.1.3 Limitações ao Uso do Espelho d'Água 4.1.4 Evaporação 4.2 Resultados 4.2.1 Conclusão de Seleção da Usina 4.2.2 Levantamento de Dados 4.2.3 Software PVsyst. 4.2.4 Aplicação do Projeto no Reservatório | |
| 4.1 Seleção da Usina 4.1.1 Potencial de geração fotovoltaica flutuante 4.1.2 Fator de Capacidade da Usina Hidrelétrica 4.1.3 Limitações ao Uso do Espelho d'Água 4.1.4 Evaporação 4.2 Resultados 4.2.1 Conclusão de Seleção da Usina 4.2.2 Levantamento de Dados 4.2.3 Software PVsyst | |
| 4.1 Seleção da Usina 4.1.1 Potencial de geração fotovoltaica flutuante 4.1.2 Fator de Capacidade da Usina Hidrelétrica 4.1.3 Limitações ao Uso do Espelho d'Água 4.1.4 Evaporação. 4.2 Resultados. 4.2.1 Conclusão de Seleção da Usina. 4.2.2 Levantamento de Dados. 4.2.3 Software PVsyst. 4.2.4 Aplicação do Projeto no Reservatório 4.2.5 Análise Financeira. | |
| 4.1 Seleção da Usina 4.1.1 Potencial de geração fotovoltaica flutuante 4.1.2 Fator de Capacidade da Usina Hidrelétrica 4.1.3 Limitações ao Uso do Espelho d'Água 4.1.4 Evaporação 4.2 Resultados 4.2.1 Conclusão de Seleção da Usina 4.2.2 Levantamento de Dados 4.2.3 Software PVsyst 4.2.4 Aplicação do Projeto no Reservatório 4.2.5 Análise Financeira | |
| 4.1 Seleção da Usina 4.1.1 Potencial de geração fotovoltaica flutuante 4.1.2 Fator de Capacidade da Usina Hidrelétrica 4.1.3 Limitações ao Uso do Espelho d'Água 4.1.4 Evaporação 4.2 Resultados 4.2.1 Conclusão de Seleção da Usina 4.2.2 Levantamento de Dados 4.2.3 Software PVsyst 4.2.4 Aplicação do Projeto no Reservatório 4.2.5 Análise Financeira 5 Considerações Finais 5.1 Recomendações para Trabalhos Futuros | |
| 4.1 Seleção da Usina 4.1.1 Potencial de geração fotovoltaica flutuante 4.1.2 Fator de Capacidade da Usina Hidrelétrica 4.1.3 Limitações ao Uso do Espelho d'Água 4.1.4 Evaporação 4.2 Resultados 4.2.1 Conclusão de Seleção da Usina 4.2.2 Levantamento de Dados 4.2.3 Software PVsyst 4.2.4 Aplicação do Projeto no Reservatório 4.2.5 Análise Financeira | |

Índice de Figuras

| Figura 1: Sistema Interligado Nacional | 5 |
|--|----|
| Figura 2: Pirâmide energética | 6 |
| Figura 3: Contribuição de energia primária por fonte de geração | 8 |
| Figura 4: Contribuição de energia primária renovável por fonte renovável de geração | 8 |
| Figura 5: Taxa de crescimento anual mundial de energias renováveis | 9 |
| Figura 6: Contribuição de energia primária brasileira por fonte de geração | 10 |
| Figura 7: Contribuição de energia primária brasileira por fonte renovável de geração | 11 |
| Figura 8: Contribuição de energia elétrica brasileira por fonte de geração | 12 |
| Figura 9: Custo de painéis fotovoltaicos | 13 |
| Figura 10: Mapa de irradiação solar direta normal diária | 15 |
| Figura 11: Mapa de irradiação solar diária no plano inclinado | 16 |
| Figura 12: Evolução do parque hidrelétrico por região geográfica | 19 |
| Figura 13: Evolução do fator de capacidade do parque hidrelétrico | 20 |
| Figura 14: Geração hidrelétrica por região brasileira | 22 |
| Figura 15: Evaporação anual de usinas brasileiras | 23 |
| Figura 16: Capacidade instalada de usinas flutuantes no mundo | 25 |
| Figura 17: Maior Usina Flutuante do mundo em Anhui, China | 25 |
| Figura 18: Usina solar flutuante Umenoki | 26 |
| Figura 19: Usina flutuante em Fazenda Figueiredo (GO) | 27 |
| Figura 20: Plataforma flutuante | 28 |
| Figura 21: Estrutura de sistemas flutuantes | 29 |
| Figura 22: Plataforma flutuante Hydrelio | 30 |
| Figura 23: Usina solar flutuante em lago da Hidrelétrica de Balbina | 32 |
| Figura 24: Usinas fotovoltaicas flutuante e terrestre na Hidrelétrica de Porto Primavera | 33 |
| Figura 25: Usina flutuante piloto em Alto Rabagão | 34 |
| Figura 26: Usina flutuante piloto em Alto Rabagão | 34 |
| Figura 27: Fluxograma dos procedimentos utilizados no estudo de caso | 35 |
| Figura 28: Fator de capacidade da UHE de Tucuruí | 41 |
| Figura 29: Geração da UHE de Tucuruí | 42 |
| Figura 30: Volume útil do reservatório de Tucuruí | 42 |
| Figura 31: Geração da UHE de Furnas | 43 |
| Figura 32: Volume útil do reservatório de Furnas | 43 |
| Figura 33: Fator de capacidade da UHE de Furnas | 44 |
| Figura 34: Fator de capacidade da UHE Ilha Solteira | 44 |
| Figura 35: Geração da UHE Ilha Solteira | 45 |
| Figura 36: Volume útil do reservatório de Ilha Solteira | 45 |
| Figura 37: Fator de capacidade da UHE de Serra da Mesa | 46 |
| Figura 38: Geração da UHE de Serra da Mesa | 47 |
| Figura 39: Volume útil do reservatório de Serra da Mesa | 47 |
| Figura 40: Volume útil do reservatório de Três Marias | 49 |

| Figura 4 | 41: Geração da UHE de Três Marias | .49 |
|----------|--|------|
| Figura 4 | 42: Fator de capacidade da UHE de Três Marias | . 49 |
| Figura 4 | 43: Fator de capacidade da UHE de Itaipu | . 50 |
| Figura 4 | 44: Mosaico de unidades de conservação do Lago de Tucuruí | . 52 |
| Figura 4 | 45: Mapa do Lago de Furnas | . 54 |
| Figura 4 | 46: Mapa do Lago de Ilha Solteira | . 55 |
| Figura 4 | 47: Mapa de unidades de conservação do entorno de Ilha Solteira | .56 |
| Figura 4 | 48: Mapa da hidrovia Tietê-Paraná | . 57 |
| Figura 4 | 49: Mapa de Lago de Serra da Mesa | . 58 |
| Figura : | 50: Mapa de terras protegidas em Serra da Mesa | . 59 |
| Figura : | 51: Mapa de Lago de Três Marias | . 60 |
| Figura : | 52: Mapa da ESEC de Pirapitinga | . 61 |
| Figura : | 53: Página inicial PVsyst | . 68 |
| Figura : | 54: Página de inserção de dados climáticos do PVsyst | . 69 |
| Figura : | 55: Definição de albedo no PVsyst | . 70 |
| Figura : | 56: Orientação dos painéis no PVsyst | . 71 |
| Figura : | 57: Definição de parâmetros do sistema no PVsyst | . 72 |
| Figura : | 58: Definição de sombreamento | . 74 |
| Figura : | 59: Disposição de mesas de painéis fotovoltaicos | . 75 |
| Figura 6 | 60: Definição de painéis na mesa | . 76 |
| Figura 6 | 61: Configuração de mesas em linhas | . 77 |
| Figura 6 | 62: Boias principal e secundária | . 77 |
| Figura 6 | 63: Vista superior parcial do bloco de geração com espaçamento detalhado | . 78 |
| Figura 6 | 64: Espaçamento entre linhas de painéis | . 78 |
| Figura 6 | 65: Visão geral do bloco de geração de 2,5 MWp | . 79 |
| Figura 6 | 66: Perda por sombreamento | . 79 |
| Figura 6 | 67: Sombreamento resultante da disposição dos painéis | . 80 |
| Figura 6 | 68: Definição da disposição geométrica do bloco de geração | . 81 |
| Figura 6 | 69: Definição de parâmetros elétricos | . 82 |
| Figura | 70: Menu principal do modo grid connected do software PVsyst | . 83 |
| Figura | 71: Produção normalizada | . 84 |
| | 72: Representação da ocupação do Lago de Furnas para diferentes capacidades | |
| | ovoltaicas | |
| | 73: Usina flutuante em Anhui, China | |
| Figura | 74: Identificação de atividades no entorno da área de instalação dos painéis | 87 |

Índice de Tabelas

| Tabela 1: Potencial de geração fotovoltaica flutuante | 40 |
|---|----|
| Tabela 2: Evaporação anual | 62 |
| Tabela 3: Sintetização de dados de condicionantes | 63 |
| Tabela 4: Balanço de energia anual dos subsistemas Norte e Sudeste-Centro Oeste | 64 |
| Tabela 5: Dados climatológicos do Lago de Furnas | 65 |
| Tabela 6: Valores de albedo para corpo d'água | 65 |
| Tabela 7: Parâmetros de painel fotovoltaico genérico | 66 |
| Tabela 8: Parâmetros de inversor SG2000-MV | 67 |
| Tabela 9: Sumário global do bloco de geração de 2.500 kWp | 73 |
| Tabela 10: Resultados obtidos da simulação do PVsyst | 83 |
| Tabela 11: Arrecadação com geração fotovoltaica | 90 |
| Tabela 12: Água economizada pela cobertura parcial do lago | 91 |
| Tabela 13: Valor arrecadado com água adicional | 92 |
| Tabela 14: Resumo de resultados do estudo de caso | 93 |

1 Introdução

Desde o início do século XX a população global cresceu de 1,6 bilhões para aproximadamente 7,5 bilhões em 2017. Por efeito deste acréscimo e da relevante alteração do estilo de vida da sociedade, o consumo energético amentou de 23 ultrapassando 548 EJ (exajoules) hoje. Para suprir esta demanda crescente, ao redor do mundo os sistemas de energia contam com diversas fontes de geração, sendo as principais: carvão, derivados de petróleo, gás natural, nuclear e energias renováveis (JONES e WARNER, 2016; IEA, 2017).

O desenvolvimento de energias alternativas e renováveis vêm ganhando maior destaque no mercado de energia mundial em virtude, principalmente, da crescente conscientização dos impactos ambientais resultantes de fontes energéticas convencionais (EL-HAWARY, 2014).

A COP21 da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), realizada em dezembro de 2015, reuniu representantes do governo de 195 países que ratificaram o Documento de Paris. Este documento representa o acordo entre os países com o compromisso de restringir o aquecimento global a apenas 2 °C acima dos níveis pré-industriais (ONUBR, 2015).

Em termos globais, para cumprir com este objetivo, pelo menos 50% das reservas de combustíveis fósseis existentes no mundo devem se manter em desuso, e fontes de energia menos poluentes devem assumir uma participação maior na matriz energética global (JONES e WARNER, 2016).

Atualmente, a adoção destas fontes de energia é amplamente encorajada e cresce de forma significativa em diversos países (RAHMAN *et al.*, 2015). Uma grande desvantagem das energias renováveis é sua alta dependência de fatores climáticos, e consequentemente seu elevado risco de imprevisibilidade. Nesse contexto, a energia solar é considerada uma das fontes de energia alternativa mais promissoras, devido à sua grande escala de disponibilidade (SAHU *et al.*, 2015) e sua maior segurança de geração.

A energia proveniente do Sol é um recurso inesgotável e sistemas fotovoltaicos fornecem um serviço de longo prazo com baixo custo de manutenção (HOSENUZZAMAN *et al.*, 2013). No entanto, devido à baixa eficiência de conversão de painéis fotovoltaicos, de modo a se obter uma planta com geração significativa, são necessárias grandes áreas de ocupação. Desta maneira, o alto valor de terreno implica no aumento de custo desses sistemas, além de inviabilizar grandes extensões de terra aproveitáveis para outros usos.

A aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em corpos d'água traz as vantagens de sistemas solares fotovoltaicos convencionais, além de aproveitar espaços normalmente

inutilizados e ainda promover diminuição da evaporação devido a cobertura do espelho d'água. Esta tecnologia, ainda nova no mercado de energia, tem sido amplamente adotada em diversos países como Japão e China. Adicionalmente, foi observado que esta aplicação sobre reservatórios ou lagos apresentou resultados de maior eficiência de geração quando comparados à sistemas terrestres (SACRAMENTO et al., 2015).

1.1 Justificativa

Em 2015, seguindo o estabelecido no Acordo de Paris, o Brasil assumiu o compromisso de reduzir as emissões de gases de efeito estufa do país até 2025 em 37% em relação às emissões do ano-base 2005 e restringir as emissões de modo que em 2030 sejam 43% inferiores ao mesmo ano-base (PORTAL BRASIL, 2017). Entre as medidas para alcançar este objetivo, está a expansão do uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030 (EPE, 2016a).

A hidroeletricidade, que representa a principal fonte de geração elétrica no país, apresenta flexibilidade operativa e capacidade de armazenamento que permitem a penetração de fontes renováveis intermitentes no sistema elétrico brasileiro. Sua operação permite respostas rápidas às flutuações naturais das gerações eólica e fotovoltaica, mantendo a confiabilidade do atendimento elétrico (EPE, 2016a).

Deste modo, combinados o grande potencial de inserção destas fontes e o incentivo governamental para cumprir com os acordos internacionais de mudanças climáticas, a geração fotovoltaica apresenta boas perspectivas de expansão para os próximos anos. Ainda em 2017, estima-se que a geração de energia fotovoltaica brasileira atinja 1.000 MW de capacidade instalada até o fim do ano, o que representa um crescimento de 325% em relação à capacidade atual de 235 MW (BRASIL, 2017).

A grande extensão de áreas alagadas no país proporciona um grande potencial de aproveitamento desta tecnologia aplicada sobre plataformas flutuantes, o que permitiria uma geração de energia limpa e sem ocupação de terrenos aproveitáveis. A aplicação desta tecnologia sobre reservatórios formados por barragens hidrelétricas ainda apresenta a vantagem adicional de aproveitar os sistemas de transmissão e adequação da eletricidade gerada já existentes (SACRAMENTO *et al.*, 2015; STRANGUETO, 2016).

1.2 Objetivos

Dimensionar um projeto de usina fotovoltaica flutuante para um reservatório de hidrelétrica no Brasil.

Desta maneira, os objetivos específicos foram:

- selecionar as usinas hidrelétricas brasileiras em função do potencial de energia solar flutuante de seus respectivos reservatórios;
- analisar possíveis obstáculos a implementação do sistema flutuante nos mesmos:
- selecionar o reservatório com as condições mais favoráveis para realizar a simulação;
 - simular um arranjo fotovoltaico e sua geração de energia elétrica; e
 - estimar de modo simplificado a viabilidade financeira do projeto.

1.3 Metodologia

Com objetivo de dimensionar um projeto fotovoltaico flutuante para um reservatório de hidrelétrica, nove usinas foram analisadas quanto aos possíveis obstáculos à inserção de tal sistema com base em seus respectivos potenciais de geração fotovoltaica, fatores de capacidade, limitações quanto ao uso do lago e evaporações anuais. A usina mais favorável para tal foi então selecionada como o local de instalação de projeto, usada como base para as análises subsequentes.

Para o dimensionamento e simulação do arranjo fotovoltaico foi utilizado o software PVsyst, em que foram inseridos os dados meteorológicos, selecionados os equipamentos de geração e configuradas a disposição dos painéis. O próprio software estima a geração de energia com base nos dados de irradiação e configuração selecionados.

Enfim, foi realizada a avaliação econômica do projeto de acordo com os resultados de geração fornecidos pela simulação do PVsyst.

1.4 Organização do Texto

O presente trabalho está organizado em cinco capítulos. No primeiro, é introduzido o tema que será discutido ao longo do texto, além de serem apresentados a justificativa, objetivos e estrutura do texto.

No segundo capítulo é realizada uma revisão bibliográfica sobre os principais conceitos de energia hidrelétrica e fotovoltaica, principalmente no Brasil. Adicionalmente, também é realizada a apresentação de sistemas fotovoltaicos flutuantes.

No terceiro é apresentada a metodologia utilizada para os cálculos e procedimentos do estudo de caso. Ademais, é apresentado o software PVsyst utilizado na simulação do projeto.

No quarto capítulo é realizado o estudo de caso em que é dimensionado um sistema fotovoltaico flutuante para um reservatório de hidrelétrica, além da análise econômica do projeto.

No quinto e último capítulo são descritas as considerações finais e recomendações para futuros estudos relacionados ao tema deste trabalho.

2 Revisão da Literatura Bibliográfica

2.1 Geração de Eletricidade

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica no Brasil é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro Oeste, Nordeste e Norte, que formam o sistema interligado nacional. Esta disposição permite a transferência de energia entre os subsistemas de modo a otimizar o aproveitamento quanto à disponibilidade de geração ao longo de toda a extensão nacional. Como a geração nacional é realizada majoritariamente por hidrelétricas, o sistema interligado (Figura 1) propicia a exploração da diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias, garantindo uma maior segurança no atendimento (ONS, 2017a).

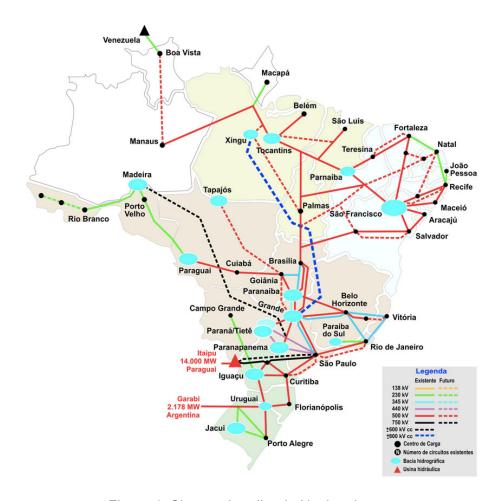


Figura 1: Sistema Interligado Nacional

Fonte: ONS, 2017b

Devido ao abastecimento ser realizado de acordo com a demanda instantânea, é necessário que a demanda e a oferta estejam sempre em equilíbrio. Para isso, o Brasil conta com o Operador Nacional do Sistema, ONS, para coordenar as diversas fontes, por meio de operação em tempo real de acionamento das matrizes e planejamento a curto e longo prazo da operação do sistema elétrico (ONS, 2017a; PRS e LEWE, 2016).

O abastecimento de energia elétrica pode, e é idealmente feito, por diferentes fontes de energia, podendo essas serem renováveis ou não renováveis. As energias renováveis são aquelas cujo recurso não é finito, ou seja, são provenientes de recursos naturalmente repostos pela natureza como radiação solar, vento, marés, fluxo de água nos rios, dentre outros. Já as não renováveis, possuem recursos limitados no planeta, cuja taxa de renovação se apresenta em escala geológica, tais como gás natural, petróleo e urânio (PRS e LEWE, 2016).

A classificação de fontes de energia também pode ser feita quanto à sua operabilidade, podendo ser fontes de base, fontes complementares, fontes despacháveis e fontes não despacháveis.

As fontes de base, como o nome sugere, atuam fornecendo energia para a demandabase do sistema. Estas possuem possibilidade de estocar o recurso utilizado para geração elétrica, e consistem basicamente das fontes hídrica, térmica e nuclear. No caso brasileiro, considera-se que usinas de base funcionam praticamente 100% do tempo, com interrupções somente para manutenção, operando em regime constante (PRS e LEWE, 2016; WEITZEL et al., 2006).

Fontes complementares dependem diretamente da disponibilidade instantânea do recurso. Devido a sua variabilidade e baixa operabilidade, fontes de energia complementares não devem ser a base dos sistemas de geração, no entanto, sua presença é de suma importância, pois além de serem capazes de fornecer energia para a demanda de pico, contribuem também para a economia de recursos estocáveis utilizados para geração elétrica de demais fontes (PRS e LEWE, 2016).

Uma ilustração com exemplos de fontes de energia complementares e de base é mostrada a partir da Figura 2.

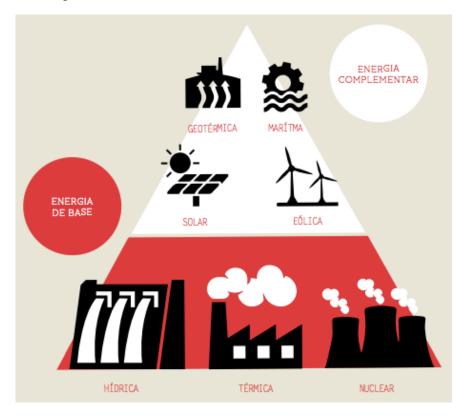


Figura 2: Pirâmide energética

Fonte: PRS e LEWE, 2016

Apesar da Figura 2 mostrar as fontes de geração térmica e hídrica como energia de base, isso não é necessariamente verdade. Usinas térmicas podem também funcionar em regime de complementação caso seu combustível seja muito oneroso, sendo acionada somente em situações de déficit de oferta do sistema. Adicionalmente, usinas hidrelétricas a fio d'água, ou seja, que não possuem capacidade de regularização das vazões, também não funcionam suprindo a demanda de base, mas complementando-a (PRS e LEWE, 2016).

As fontes não despacháveis são aquelas não controladas pelo ONS, portanto a energia elétrica produzida é diretamente injetada na rede. Para manter a frequência do sistema elétrico adequada é necessário que as fontes despacháveis sejam ajustadas em tempo real em função das variações das fontes não despacháveis, mantendo oferta e demanda em equilíbrio. Já as fontes despacháveis são capazes de serem acionadas prontamente, ou seja, são dotadas de recursos que funcionam como reserva para geração elétrica mediante necessidade (FERREIRA et al., 2016).

2.2 Panorama da energia global atual

Segundo o relatório anual da BP (2016), o consumo energético primário global no ano 2015 totalizou 13.147,3 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), ou seja 152.903,1 terawatts-hora (TWh)¹ ou 552,19 exajoules (EJ)². Segundo o relatório, a definição de energia primária limita-se aos combustíveis comercializados utilizados para geração de energia ou combustíveis para transporte, dessa forma, excluem-se as fontes renováveis de calor. Constituem a categoria de energia renovável a hidroeletricidade, energia proveniente do vento e das ondas, energia solar e geotérmica, energia proveniente de geração de gases em aterros, de incineração de resíduos, biomassa sólida e a derivada de biocombustíveis líquidos.

Em comparação com o ano anterior (isto é, 2014), o consumo de energia cresceu em 1%, representando a menor taxa de crescimento global desde 1998 (com exceção da crise econômica de 2009), crescimento este do qual 97% correspondem a fontes renováveis. Por outro lado, o aumento de emissões de CO_2 relacionadas ao consumo energético correspondeu a somente 0,1%. Esses dados evidenciam uma mudança na matriz energética para fontes menos poluidoras, como por exemplo a redução de 1,8% do consumo do carvão e aumento de 1,7% por uso de gás natural. Apesar do petróleo continuar como principal combustível, representando 32,9% (gráfico da Figura 3) do consumo global de energia, fontes

-

¹ 1 TWh = 85984,52 tep

² 1 EJ = 23.809.377,2 tep

de energia renovável tiveram um relevante crescimento de 15,2% alcançando uma parcela de 9,6% do total consumido (BP, 2016).

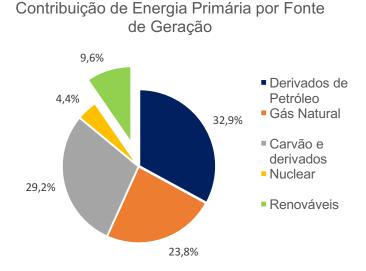


Figura 3: Contribuição de energia primária por fonte de geração

Fonte: Adaptado de BP, 2016

Dentre as renováveis, a hidrelétrica lidera a geração com 69,5%, seguida da energia proveniente do vento, que compõe a segunda maior geração, com 15,9% (gráfico da Figura 4). Apesar da energia solar apresentar a menor participação dentre as fontes renováveis, esta representou o maior crescimento (+32,6%) em relação ao ano anterior. A capacidade instalada de energia solar mais do que triplicou nos últimos 4 anos, alcançando 231 GW ao final do ano de 2015 (BP, 2016).

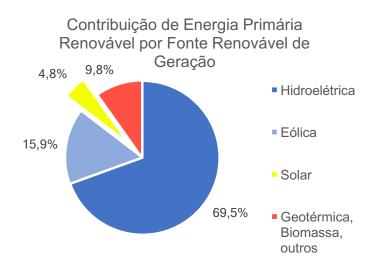


Figura 4: Contribuição de energia primária renovável por fonte renovável de geração

Fonte: Adaptado de BP, 2016

Quanto aos setores consumidores de energia, apesar da tendência em países desenvolvidos ser do uso das energias renováveis para gerar eletricidade, em escala global, a maior parte da energia primária renovável é consumida nos setores residencial, comercial e de serviços púbicos. Isso ocorre como resultado do uso extenso de bicombustíveis no setor residencial em países em desenvolvimento. Portanto, em escala global, 35,1% das energias renováveis são utilizadas para produção elétrica e de calor, enquanto 45% são utilizadas nos setores residencial, comercial e de serviços púbicos (IEA, 2017).

Em retrospectiva, entre os anos de 1990 e 2015 o uso de energias renováveis cresceu em média 2% ao ano, com liderança da tecnologia fotovoltaica que apresentou crescimento médio anual de 45,5%, seguida pela eólica com 24% e em terceiro biogás com 12% (Figura 5) (IEA, 2017).

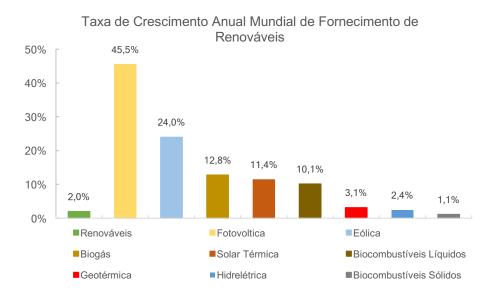


Figura 5: Taxa de crescimento anual mundial de energias renováveis

Fonte: Adaptado de IEA, 2017

A empresa *Energy Information Association* (EIA, 2016) elaborou um estudo em que foi realizada a projeção da evolução energética global até o ano de 2040, ano em que foi estimada a expansão do consumo mundial para 859,9 EJ, representando um aumento de 48% em relação ao ano de 2012. A projeção considera que, a longo prazo, todas as fontes de energia devem crescer, dentre as quais a maior taxa de crescimento será referente às energias renováveis, com 2,6% ao ano.

2.3 Panorama da Energia Brasileira Atual

Segundo o Banco de Informações de Geração da ANEEL (2017a), o Brasil possui 4.697 empreendimentos de geração de energia elétrica, totalizando 151,51 GW de potência

instalada (acesso em 13 de agosto de 2017). De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2017, cujo ano de referência é 2016, a geração de energia elétrica no Brasil neste mesmo ano foi de 578,9 TWh, 0,4% inferior à de 2015. Percebe-se que, diferente do panorama global, o consumo energético em 2016 caiu em relação ao ano anterior, podendo ser resultado da crise econômica que o país enfrenta desde 2014 (EPE, 2017; EPE 2016b).

De modo a permitir uma comparação adequada entre os panoramas brasileiro e global, foram selecionados os dados nacionais referentes também ao ano de 2015 fornecidos pelo Balanço Energético Nacional de 2016.

Quanto à contribuição de energia primária no Brasil, os produtos derivados de petróleo ainda dominam a geração de energia, devido principalmente dos setores de transportes e industrial. No entanto, comparando o gráfico da Figura 6 da energia primária brasileira com o correspondente global, é evidente a maior participação de energias renováveis, com 41,9% no Brasil, contra somente 9,6% mundial. Sabe-se que a energia hidrelétrica contribui com a maior parcela de geração dentre as fontes primárias no país, seguida por biomassa, eólica e, por fim, solar (gráfico da Figura 7). A participação fotovoltaica ainda é muito pequena (0,01%) na geração brasileira quando comparada com a parcela desse tipo de fonte energética na esfera global (0,44%) (EPE, 2016b).

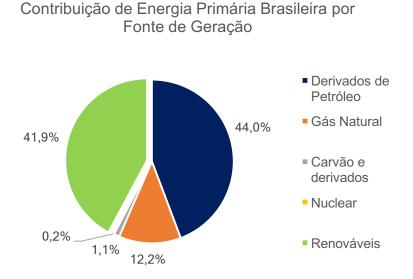


Figura 6: Contribuição de energia primária brasileira por fonte de geração Fonte: Adaptado de EPE, 2016b

Contribuição de Energia Primária Brasileira por Fonte Renovável de Geração

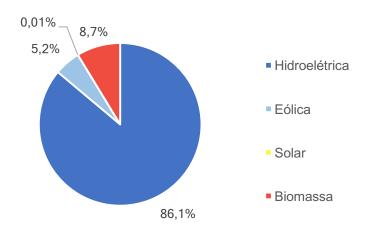


Figura 7: Contribuição de energia primária brasileira por fonte renovável de geração Fonte: Adaptado de EPE, 2016b

Em relação à geração para eletricidade, a principal fonte no Brasil é hidráulica e apesar de sua queda de produção de 3,7% quando comparada a 2014, em virtude da crise hídrica de 2015, sua contribuição para a geração representou 61,9% da oferta interna. Em relação à produção nacional de petróleo, houve um aumento de 8% no ano de estudo, principalmente devido ao aumento acelerado da produção na Bacia de Campos e no pré-sal da Bacia de Santos. No entanto, em comparação com o panorama global, percebe-se pelo gráfico da Figura 8 que a matriz energética brasileira é de origem predominantemente renovável, onde essas fontes totalizam 71,8% da geração de energia elétrica no país. A energia eólica apresentou um crescimento de 77,1% ao ano anterior, alcançando 7.633 MW e superando a geração nuclear. A respeito da energia solar fotovoltaica, ao final do ano de estudo sua potência instalada era de 21 MW, incluindo fontes de serviço público, produção independente e autoprodução de energia (EPE, 2016b).

Uma tendência observada em 2016 foi a popularização das tecnologias de micro e minigeração distribuída. Neste mesmo ano, o número de instalações de geração distribuída quadriplicou, terminando o ano com 81 MW instalados em 7.700 unidades (EPE, 2017).

Contribuição de Energia Elétrica Brasileira por Fonte de Geração

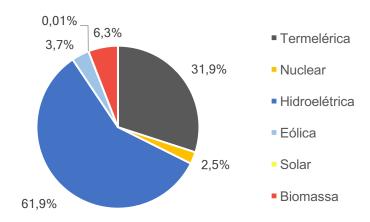


Figura 8: Contribuição de energia elétrica brasileira por fonte de geração

Fonte: Adaptado de EPE, 2016b

2.4 Energia Solar

A energia solar fotovoltaica tem ganhado espaço no mercado internacional de energia pelo fato de ser uma fonte limpa, de grande disponibilidade e maior previsibilidade quando comparada às demais fontes renováveis e principalmente, pela queda dos preços dos painéis fotovoltaicos. Desde a década de 70, o preço de painéis fotovoltaicos despencou de U\$ 76/W, para U\$ 0,30/W, em 2015 (Figura 9) (PORTAL SOLAR, 2017).

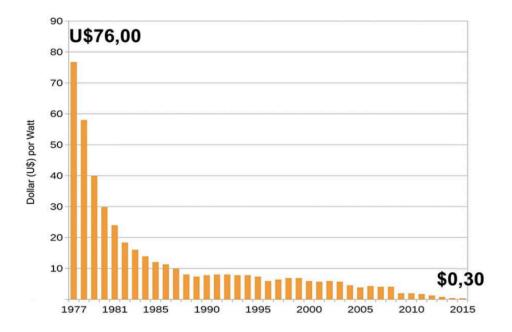


Figura 9: Custo de painéis fotovoltaicos

Fonte: PORTAL SOLAR, 2017

Estima-se que cerca de 885 milhões de TWh/ano alcancem a superfície da Terra proveniente do Sol (IEA, 2014), o que representa mais de 8.000 vezes o consumo final total de energia mundial em 2013 (IEA PVPs, 2015). Além disso, diferente de outras fontes como eólica e hidrelétrica, ciclos de longo prazo são desprezíveis para geração, de forma a diminuir incertezas quanto à disponibilidade energética.

A radiação solar global é composta basicamente de radiações direta e difusa e conta também com uma parcela de radiação refletida na superfície. Como sugere o nome, a radiação direta consiste na parcela que atinge o solo diretamente, enquanto a difusa consiste na parcela dispersa e atenuada por elementos em suspensão na atmosfera. Portanto, em dias claros, prevalece a irradiação direta ao passo que em dias nublados prevalece a irradiação difusa (TOLMASQUIM, 2016).

Células fotovoltaicas convertem esta irradiação solar em energia elétrica, no entanto em torno de apenas 15 a 20% da irradiação incidente é convertida em eletricidade, o restante é transformado em calor. Além disso, a eficiência do módulo fotovoltaico decresce à medida em que a temperatura do mesmo aumenta (RAHMAN *et al.*, 2015). A montagem de sistemas é modular, o que traz uma grande vantagem ao oferecer a capacidade de ampliação em módulos. Os painéis fotovoltaicos apresentam grande durabilidade e o aproveitamento energético é realizado tanto pela irradiação direta quanto pela difusa.

2.4.1 Potencial Nacional de Energia Solar

O histórico da energia fotovoltaica no Brasil começa a partir da década de 1950, em que foram desenvolvidas as primeiras pesquisas em células de silício cristalino e filmes finos, se intensifica a partir da década de 1970, com a expansão de grupos de pesquisa dedicados a este assunto e somente a partir de 1990 esta fonte passa a fazer parte da solução para abastecimento elétrico de regiões isoladas. Sistemas conectados à rede começam a ser instalados ao final dos anos 90, principalmente em universidades e centros de pesquisa (PINHO, GALDINO, 2014), no entanto, apenas em 2012 a geração fotovoltaica foi regulamentada pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 482/2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e mini geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e o sistema de compensação de energia elétrica. (EPE, 2015).

Contudo, um grande marco da entrada desta modalidade de geração foi o Leilão de Reserva de 2014 promovido pelo MME, que contou com um certame exclusivo para fotovoltaica e que garantiu a contratação de 890 MW. Seguidamente, em 2015 foram realizados outros dois leilões totalizando uma contratação de 1.763 MW (EPE, 2015).

Graças à sua localização, próximo à linha do Equador e com incidência mais vertical de raios solares, o Brasil é beneficiado com grande potencial de aproveitamento solar fotovoltaico ao longo de todo ano. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006), o território nacional apresenta médias anuais de irradiação solar relativamente altas, com maior resultado no Nordeste e menor no litoral do Sul. Durante os meses de verão a região Norte recebe menor incidência de radiação solar do que a região Sul, enquanto o contrário ocorre nos meses de inverno.

Os mapas elaborados pela EPE representam a média anual da irradiação solar direta (Figura 10) e difusa (Figura 11), respectivamente, permitindo identificar as melhores áreas para aplicação desta geração de energia. Em todo o território nacional os valores de irradiação global ultrapassam os valores equivalentes da maioria dos países da União Europeia, onde esta fonte é muito utilizada e amplamente incentivada. Atrás apenas da China, a Alemanha possuía ao final de 2016 41 GW de potência instalada fotovoltaica, que representou no mesmo ano 7,4% do consumo da rede elétrica. No entanto, em finais de semana e feriados a cobertura desta fonte pode alcançar até 50% do consumo (WIRTH, 2017).

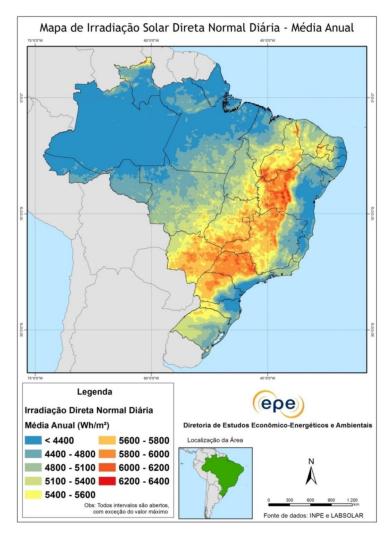


Figura 10: Mapa de irradiação solar direta normal diária

Fonte: TOLMASQUIM, 2016

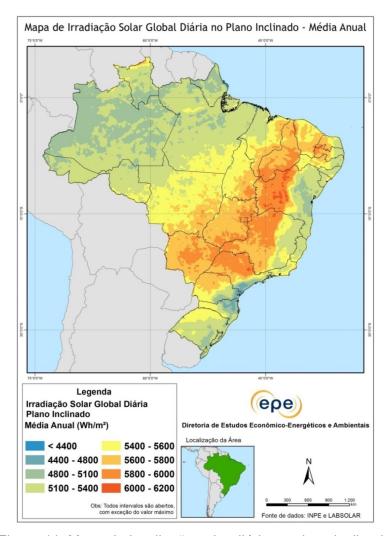


Figura 11: Mapa de irradiação solar diária no plano inclinado

Fonte: TOLMASQUIM, 2016

Comparativamente, os locais de menor irradiação solar global anual incidente no Brasil (1500 kWh/m²) ainda possuem potencial fotovoltaico muito superior à Alemanha, com médias de 900 a 1250 kWh/m² (WIRTH, 2017). Estes dados evidenciam o grande potencial de geração solar que poderia ser aproveitado no Brasil, que possui atualmente somente 28 MW de potência instalada (ANEEL, 2017a), possibilitando a substituição de fontes poluidoras, como a termelétrica.

Quanto à integração da geração fotovoltaica à rede de transmissão, faz-se necessário considerar que o sistema deve se manter em equilíbrio de oferta e demanda, o que representa um grande desafio quando fontes de energia de geração intermitente tomam proporções significativas da matriz elétrica (EPE, 2015). Uma alternativa para contornar este empecilho é o estímulo à geração fotovoltaica distribuída, de forma que as variações instantâneas resultantes de sombreamento não ocorram simultaneamente entre os diversos sistemas fotovoltaicos distribuídos pelo território nacional.

Em 2015, o Ministério de Minas e Energia lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), com objetivo de ampliar e estimular esta geração por fontes renováveis (MME, 2015a). O programa também conta com projetos de usinas solares flutuantes para aplicação nos reservatórios das hidrelétricas de Balbina e Sobradinho (MME, 2015b), que serão mais detalhados posteriormente.

2.4.2 Aspectos operacionais

Painéis fotovoltaicos convertem diretamente a radiação solar em energia elétrica, portanto não faz uso de uma massa girante. Dessa maneira, a geração de energia é completamente condicionada à radiação solar instantânea. O resultado deste modelo é uma grande variabilidade na geração em dias nublados, por exemplo. Estima-se que em dias com muitas nuvens a variação de potência pode alcançar $\pm 70\%$ e apesar dos sistemas elétricos serem capazes de lidar com flutuações naturais, esta grande incerteza da oferta a curto-prazo representa um desafio para a operação do sistema elétrico, que deve sempre manter em equilíbrio oferta e demanda, inclusive quando uma fonte intermitente deixe de gerar (TOLMASQUIM, 2016).

Além disso, devido à sua geração limitada às horas de sol, os sistemas fotovoltaicos podem contribuir principalmente para a demanda quando o pico ocorre no período diurno. Essa tendência de consumo ocorre, sobretudo, em regiões comerciais urbanas e industriais, cuja curva de demanda apresenta boa sincronia com a radiação solar. No entanto, este aspecto, associado ao fato da intermitência a curto prazo desta fonte, pode provocar uma maior frequência de acionamentos e desligamentos de outras usinas de geração, o que acarreta no aumento do desgaste da planta, diminui sua eficiência e provoca um aumento nos custos de operação (TOLMASQUIM, 2016).

Quando o sistema fotovoltaico é ligado à rede elétrica, a corrente contínua produzida pelos módulos deve ser convertida em corrente alternada por inversores. Além deste equipamento, plantas de geração conectadas à rede devem conter também o módulo fotovoltaico, conectores, cabos, estruturas e componentes elétricos.

A instalação de uma planta de geração centralizada fotovoltaica é relativamente simples de construção e a mesma necessita de pouca manutenção, basicamente a limpeza dos painéis. Estima-se que as despesas anuais com operação e manutenção de uma usina seja de 1% do valor do investimento (MONTENEGRO, 2013), e que a vida útil dos módulos seja de aproximadamente 25 anos. Ao final deste período é esperada uma queda de produção, cerca de 20%, causada pela degradação natural das células fotovoltaicas que pode ser considerada como uma redução média de 0,5% ao ano. Já os inversores, apresentam

vida útil de 5 a 10 anos (PINHO, GALDINO, 2014), devendo ser trocados ao longo da vida da usina.

Em geral, um módulo é identificado pela sua potência elétrica de pico (Wp), que corresponde à potência nas condições-padrão de ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*). Ou seja, é a potência máxima que um painel fotovoltaico pode fornecer em condições ideais (PINHO, GALDINO, 2014).

Em relação à geração de energia fotovoltaica destaca-se aqui o uso e ocupação do solo. Devido à baixa eficiência de conversão dos módulos, são necessárias grandes áreas para alcançar uma geração significativa. Na etapa de construção de uma planta fotovoltaica pode-se fazer necessário movimentações de terra, implementações de vias de acesso e interferências na fauna e flora por meio de desmatamento.

2.5 Energia Hidrelétrica

Há décadas a principal fonte de eletricidade no Brasil tem sido a geração hidrelétrica. O país conta com uma grande disponibilidade de água e topografia favorável para esta geração, o que permite que a maior parcela da geração nacional já seja renovável.

Usinas hidrelétricas, diferentemente de painéis fotovoltaicos, constituem uma tecnologia mais madura, ou seja, o conhecimento desta técnica é mais consolidado com suas vantagens e limitações bem difundidas. O domínio desta tecnologia a torna uma aposta mais segura para a ampliação do sistema elétrico, no entanto, por ser dependente da topografia, além de outras características inerentes ao sitio onde cada usina for implementada, sua expansão é limitada a rios com potencial hidrelétrico relevante, ao relevo favorável ainda disponível no país, além de outras restrições tais como facilidade de acesso para a execução da obra e condições geológicas e geotécnicas apropriadas, dentre outras (ELETROBRÁS, 2003).

Quanto à sua operação, graças à facilidade de controle de geração, usinas hidrelétricas são capazes de fornecer serviços auxiliares ao sistema elétrico que permitem a qualidade do atendimento da demanda de eletricidade, como por exemplo controle de tensão e de frequência. Já os reservatórios são capazes de fornecer diversos serviços não energéticos, como controle de cheias, irrigação, processamento industrial, suprimento de água para abastecimento humano e recreação.

Hidroelétricas com reservatório de regularização possuem a capacidade de estocar energia, ou seja, reservar a água quando a demanda pode ser suprida por outras fontes e gerar eletricidade quando as demais não são capazes de abastecer todo o consumo. Esta

característica oferece uma maior segurança energética e pode ser facilmente associada com fontes intermitentes como solar e eólica, de modo a solucionar as flutuações de geração destas fontes renováveis mantendo a confiabilidade do sistema.

2.5.1 Potencial Nacional de Energia Hidrelétrica

O aproveitamento hidrelétrico no Brasil começou a ser explorado ao fim do século XIX em que a primeira usina, denominada Usina Hidrelétrica Marmelos Zero, construída às margens do rio Paraibuna, a 6 km de Juiz de Fora, contava com potência instalada de 250 kW. A exploração deste recurso iniciou-se pelas regiões Sul e Sudeste próximo aos centros de maior consumo de energia elétrica. A partir do desenvolvimento de tecnologias de geração e de transmissão foram sendo construídas usinas de maior porte, sendo, aos poucos, interligadas (TOLMASQUIM, 2016). Somente a partir da década de 80 as regiões Norte e Nordeste ganharam uma participação relevante na geração hidrelétrica nacional (Figura 12).

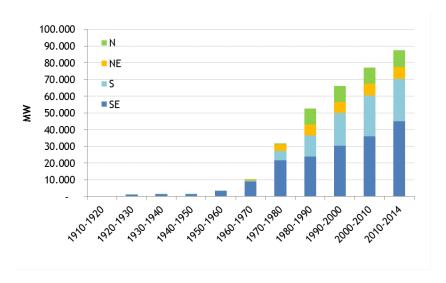


Figura 12: Evolução do parque hidrelétrico por região geográfica

Fonte: EPE 2016a

A produtividade de usinas geradoras é medida por um indicador de desempenho operacional nomeado fator de capacidade. Este indicador é obtido pela razão da geração média e a capacidade de geração máxima disponível. Segundo dados da EPE (2016a), o fator de capacidade médio de usinas hidrelétricas oscila em torno de 55%, e caiu para 48% em 2014 (Figura 13).

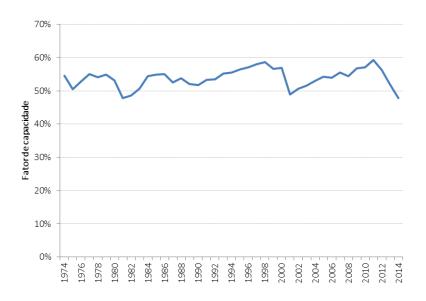


Figura 13: Evolução do fator de capacidade do parque hidrelétrico

Fonte: EPE, 2016a

A queda no fator de capacidade entre os anos de 2012 e 2014 resultou principalmente de condições climáticas desfavoráveis, mas também contou com influência da maior participação de fontes complementares como eólica e biomassa na matriz energética, que permitem que as usinas hidrelétricas funcionem como estoque de energia (PRS, LEWE, 2016).

Outro fator de grande influência neste decréscimo está na expansão de usinas hidrelétricas á fio d'água, ou seja, sem reservatório de regularização e que, por consequência, geram energia equivalente, ou muito próxima, à vazão afluente à mesma. A medida que estas usinas ganham maior participação na matriz hidrelétrica, reduz-se a capacidade de reserva estratégica do Sistema Interligado Nacional. Segundo FALCETTA (2015), quanto maior a capacidade de regularização plurianual de um sistema de hidrelétricas, mais constante e maior é o fator de capacidade ao longo do tempo. Desta forma, a opção por usinas a fio d'água leva a uma diminuição do fator de capacidade médio do SIN.

De acordo com o Banco de Informações da Geração (consulta online 10/04/2017) da ANEEL (2017a), empreendimentos hidrelétricos, incluindo usinas e pequenas centrais hidrelétricas, em operação, construção e com construção não iniciada totalizam uma potência de aproximadamente 107 GW.

Devido à crescente dificuldade de se construírem hidrelétricas com reservatório de acumulação, tanto por pressões ambientais como sociais, estima-se que o crescimento do setor de aproveitamento hidráulico esteja associado, principalmente a PCHs. Segundo Nota Técnica da EPE (2016a), que propõe estudo de expansão da geração elétrica até 2030 com

base no compromisso assumido na COP-21, o Brasil conta com 69 GW de potência hidrelétrica inventariada disponível, dos quais somente 37 GW não apresentam interferência em áreas protegidas, tais como unidades de conservação, terras indígenas, quilombolas, entre outros.

2.5.2 Aspectos Operacionais

O potencial de geração de uma usina hidrelétrica (UHE) depende, basicamente, do desnível do relevo onde se encontra a usina e da vazão de água que passa pela mesma. Os principais elementos construtivos de uma hidrelétrica são a barragem, sistemas de captação e adução de água, casa de força e vertedouros.

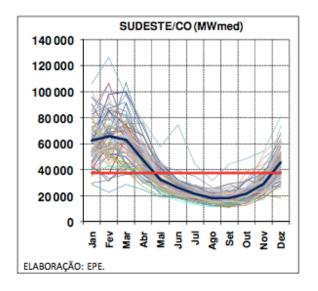
A Agencia Internacional de Energia (IEA, 2012) classifica as hidrelétricas por funções em três categorias: usinas com reservatório de acumulação, usinas a fio d'água e usinas hidrelétricas reversíveis. As usinas com reservatório de acumulação, como já mencionado, são capazes de acumular grandes quantidades de água e amenizar variabilidades hidrológicas e de geração por outras fontes. As usinas a fio d'água não possuem reservatório de grandes dimensões, portanto, sua geração varia com a vazão do rio, ainda que sejam capazes de realizar regularização horária e diária. Já as usinas hidrelétricas reversíveis consistem de dois reservatórios, um inferior e um superior. Durante períodos de baixa demanda energética bombeia-se água do reservatório inferior para o superior, no qual a água é armazenada para ser turbinada durante períodos de alta demanda elétrica. Diferentes das demais usinas, a reversível é também consumidora líquida de energia (TOLMASQUIM, 2016).

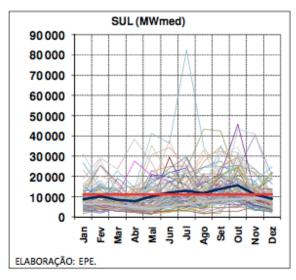
Ainda que as usinas hidrelétricas apresentem diversas vantagens perante outras fontes de geração, sua expansão enfrenta diversos desafios. Para concretização de uma hidrelétrica são necessários diversos estudos técnicos e ambientais, o que torna o processo de licenciamento e decisão demorados. Esta lentidão processual e o extenso prazo de construção tornam o tempo de retorno do investimento para este tipo de usina maior (TOLMASQUIM, 2016). Além disso, a maior parte do potencial hidrelétrico brasileiro ainda não explorado, encontra-se na Amazônia em áreas de proteção ambiental e terras indígenas.

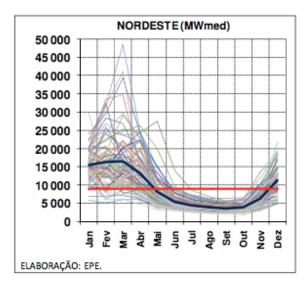
Vale ressaltar também que um dos principais limitantes da geração hidrelétrica é considerar os múltiplos usos da água. Segundo a Agência Nacional de Águas, todos os setores usuários da água têm igualdade de acesso aos recursos hídricos, com exceção a casos de escassez, em que se prioriza o abastecimento humano e dessedentação de animais. Os diversos usos da água podem entrar em conflito com a otimização de geração

de energia, que deve respeitar os limites impostos pelos órgãos reguladores de modo a não prejudicar demais usuários, como indústria, agricultura, navegação, entre outros.

Devido à interligação entre sistemas elétricos, mais especificamente no Brasil o sistema interligado nacional (SIN), o local de geração não necessita ser o mesmo da demanda. Isso permite que se aproveite da complementariedade hidrológica natural do regime hídrico brasileiro. Ou seja, é possível usufruir da geração em outros sistemas quando um sistema específico se encontra com baixa disponibilidade hídrica. Existe uma complementariedade hidrológica bem definida entre a Região Sul e as demais Regiões, Norte, Nordeste, Sudeste e Centro-oeste (Figura 14).







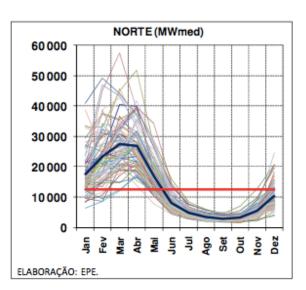


Figura 14: Geração hidrelétrica por região brasileira

Fonte: EPE, 2010

A Figura 14 ilustra a geração de energia hidrelétrica média por região, em que cada linha colorida fina é indicativa de um ano amostrado, a linha azul grossa indica o

comportamento médio ao longo dos anos analisados e a linha vermelha grossa indica a geração média anual para cada região.

Apesar de existir complementariedade inter-regional, a vantagem de poder suprir a demanda com geração local está na falta de necessidade de transmissão a longas distâncias, pois quanto maior o deslocamento em linhas, maior a perda de energia. De acordo com MOREIRA (2012), em 2004 o Brasil apresentou perda de 20,28%, incluindo perdas técnicas e comerciais, na distribuição do sistema elétrico. Comparativamente, representa uma perda muito superior a outros países latino-americanos, como por exemplo Chile com 5,6%, Colômbia com 11,5%, Peru com 9,3% e Argentina com 9,9%.

Adicionalmente, o nível d'água em reservatórios de hidrelétricas é diretamente relacionado ao balanço hídrico local. Por vezes, dependendo das condições climáticas, a evaporação do lago é superior à pluviosidade, de forma que o balanço se torna negativo, e há perda de água. A evaporação de um lago de hidrelétrica é influenciada por diversos fatores, como profundidade do lago, variações de temperatura, umidade do ar, vento, entre outros. O montante de água perdida por evaporação nos reservatórios de hidrelétricas é linearmente proporcional à perda energética dessas usinas. A partir de um estudo de evaporação líquida em usinas hidrelétricas, o ONS estimou as perdas anuais de água em diversas usinas brasileiras. O resultado demonstrou que a grande maioria dos reservatórios possui perda anual até 500 mm, com somente 5 usinas apresentando perdas superiores a 1000 mm (gráfico da Figura 15). Dentre as usinas do levantamento, destaca-se a hidrelétrica de Sobradinho, com perda líquida de 1946 mm ao ano (ONS, 2004).

Evaporação Anual de Usinas

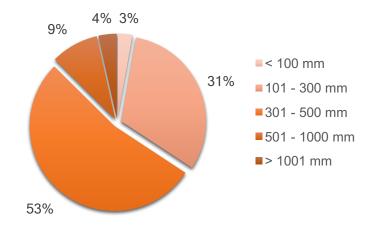


Figura 15: Evaporação anual de usinas brasileiras

Fonte: Adaptado de ONS, 2004

A evaporação líquida no levantamento do ONS (2004) é obtida pela diferença entre a evaporação real do reservatório e a evapotranspiração real da bacia hidrográfica no local do reservatório antes da sua implantação.

2.6 Painéis Flutuantes

Painéis fotovoltaicos flutuantes compreendem um conceito novo de aplicação de geração solar, com ainda poucos projetos em operação ao redor do mundo. Esses sistemas podem ser instalados em lagoas, lagos, reservatórios, canais, barragens, oceanos, entre outros, e evitam a implantação de painéis em terra aproveitável.

O projeto pioneiro de usina flutuante fotovoltaica de larga capacidade foi instalado em 2007 em uma vinícola na região de Napa Valley nos Estados Unidos sobre uma barragem utilizada para irrigação da fazenda. A usina surgiu da necessidade de geração elétrica para abastecer toda a vinícola sem que fosse perdido grande espaço de terra cultivável. O sistema consiste atualmente de 1.000 módulos solares flutuantes que totalizam uma potência de 175 kW (STRANGUETO, 2016; PRINSLOO, LOMBARD, 2015).

Desde o primeiro projeto até 2014, somente 3 usinas flutuantes tinham sido construídas, no entanto, ao longo dos três anos seguintes, este número subiu para 70 sistemas ao redor do mundo (MINAMINO, 2016).

2.6.1 Sistemas em Operação no Mundo

Apesar de ser um conceito relativamente novo no mercado de energia, a aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes vem sendo adotada em diversos países como alternativa de geração. Ao final de 2016 a companhia Solarplaza realizou um levantamento dos sistemas em operação ao redor do mundo e elaborou uma Tabela (Anexo 1) com os 70 principais sistemas geradores (MINAMINO, 2016).

O atual líder no mercado de usinas flutuantes é o Japão, com um total de 45 plantas operantes e aproximadamente 56,5 MW de capacidade instalada. Dessa maneira, o país é responsável por 61% da capacidade acumulada do montante dos 70 empreendimentos, que totalizam uma capacidade acumulada de 93 MWp. A dominância japonesa no mercado ocorre devido aos incentivos fiscais para energia solar em conjunto com a ausência de terras para geração, o que torna esta alternativa favorável. A companhia Ciel et Terre, especializada em plantas flutuantes fotovoltaicas estima que 70MWp de capacidade será adicionada no país ainda em 2017 (MINAMINO, 2016).

Dentre as usinas levantadas, mais da metade das plantas de geração possui capacidade inferior a 1 MWp, 21 das 70 possui entre 1 e 2 MWp, e as demais possuem capacidade superior a 2 MWp, como representado no gráfico da Figura 16.

Capacidade de Usinas Flutuantes no Mundo

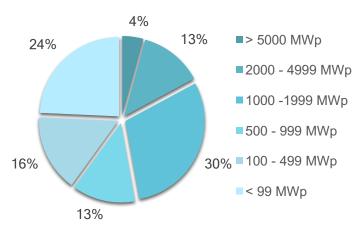


Figura 16: Capacidade instalada de usinas flutuantes no mundo

Fonte: Adaptado de MINAMANO, 2016

Segundo o levantamento, realizado em 2016, a maior usina correspondia a uma capacidade de 20 MWp localizada na província de Anhui na China, com operação desde abril de 2016. No entanto, em 2017, nesta mesma região ao sul de Anhui foi inaugurada a maior planta de painéis solares flutuantes do mundo (Figura 17), com capacidade de 40 MWp de geração conectada à rede de transmissão local (MINAMINO, 2016; OSBORNE, 2017).



Figura 17: Maior Usina Flutuante do mundo em Anhui, China

Fonte: LO, 2017

O maior sistema japonês, denominado Umenoki (Figura 18), foi instalado em um reservatório de irrigação localizado na cidade de Kanto, cuja estrutura conta com 27.456 painéis totalizando 7.750,4 MWp. A instalação da usina foi concluída em outubro de 2015 e cobre 7,43 hectares, que corresponde a aproximadamente 57,5% da superfície da água do reservatório (CIEL ET TERRE, 2017).



Figura 18: Usina solar flutuante Umenoki

Fonte: CIEL ET TERRE, 2017

Em março de 2016 foi iniciado o primeiro projeto piloto de usina fotovoltaica flutuante no Brasil. Localizada no município de Presidente Figueiredo, a 107 km de Manaus, foram instalados 64 m² de painéis solares, com o objetivo de ampliação para 5 MW até a conclusão da instalação. Em seguida foi iniciado o projeto piloto em Sobradinho na Bahia, com dimensão similar de 65 m² com o mesmo objetivo de ampliação para 5 MW (LOPES, JUNIOR, 2016).

Já ao final de 2016 foi iniciada a instalação da primeira usina solar flutuante em território rural do Brasil. O sistema representado pela Figura 19 é conectado à rede, conta com 1.150 módulos fotovoltaicos totalizando 304 kWp e foi instalado sobre um lago em uma fazenda (Fazenda Figuiredo) localizada em Cristalina, Goiás (BRAGA, 2017).



Figura 19: Usina flutuante em Fazenda Figueiredo (GO)

Fonte: BRAGA, 2017

2.6.2 Diferenças com Sistemas Baseados em Terra

Os sistemas flutuantes apresentam diversas vantagens em comparação com usinas em terra, a principal sendo sua maior eficiência de geração devido a menor perda de energia em forma de calor por meio de resfriamento dos módulos causado pelas partículas de água. Sua maior eficiência também se dá pela ausência de sombreamento e pela refletividade natural da superfície da água (SAHU *et al.*, 2015). Além disso, a água para limpeza dos painéis é de fácil acesso e grande disponibilidade, com o excesso escoando de volta ao corpo d'água.

CHOI, et al. (2013) realizou experimentos empíricos com a geração de dois sistemas, um em terra e um flutuante sob condições similares meteorológicas de temperatura e irradiação solar. Ambas as plantas são compostas de módulos solares equivalentes e foram instaladas em datas próximas, o que garante que suas eficiências de geração sejam compatíveis. Como resultado CHOI et al. (2013) afirmam que a eficiência de geração do sistema flutuante em comparação ao terrestre foi superior a 11%.

Usinas flutuantes utilizam os mesmos módulos solares disponíveis no mercado que sistemas de telhados e baseados em terra, bem como são competitivas em custo com estas aplicações convencionais. Segundo cálculo realizado por SAHU *et al.* (2015), o tempo de retorno do investimento de uma planta flutuante é de, somente, 5 anos, com vida útil de 25 a 30 anos. O cálculo foi realizado para um sistema de 4.000 módulos totalizando 1 MW de capacidade e foi calculado com base na relação da equação 1 abaixo.

$$Tempo \ de \ retorno = \frac{Custo \ total \ do \ sistema \ FV \ incluindo \ equipamentos \ auxiliares}{Custo \ anual \ total \ economizado \ após \ instalação \ do \ sistema \ FV} \tag{1}$$

Visto que o trabalho de fundação para sistemas flutuantes é desnecessário e a montagem é simples, a instalação desses sistemas apresenta menos barreiras do que os baseados em terra. Os únicos maiores requisitos estruturais para estas usinas é a garantia de resistir a ventos fortes, variações do nível d'água e outros desafios meteorológicos (MINAMANO, 2016).

2.6.3 Componentes de Sistemas Flutuantes

A estrutura de uma usina flutuante consiste basicamente de plataformas flutuantes, sistema de ancoradouro, módulos fotovoltaicos e cabos.

A Plataforma flutuante é uma estrutura com flutuação capaz de suportar cargas pesadas, que garantirá a flutuabilidade e estabilidade do sistema de geração elétrica (STRANGUETO, 2016; SAHU *et al.*, 2015).

As plataformas podem ser múltiplas boias plásticas (Figura 20) que são unidas de modo a formar um grande pontão. Tais boias são geralmente produzidas de polietileno de alta densidade (HDPE) devido à sua alta resistência à tração, além de sua resistência à corrosão e raios UV (STRANGUETO, 2016; SAHU et al., 2015).

As plataformas devem contar com dispositivos de acoplamento articulados entre as mesmas, que permita uma variação do nível d'água do reservatório sem prejudicar a estrutura do sistema flutuante (STRANGUETO, 2016).

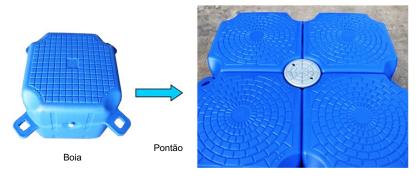


Figura 20: Plataforma flutuante

Fonte: Adaptado de SAHU et al., 2015

Sistema de ancoradouro se refere a qualquer estrutura permanente à qual a usina flutuante se prende. Esta estrutura tem como objetivo impedir que o pontão vire e seja levado pela água. A ancoragem pode ser projetada tanto nas bordas do reservatório quanto no fundo do mesmo e sua afixação ao sistema flutuante se dá por cordas (STRANGUETO, 2016;

SAHU et al., 2015). Um exemplo de um sistema em que toda a extensão da superfície do corpo d'água é coberto por painéis é ilustrado na Figura 21. A aplicação de ancoragem de borda não se limita a sistemas flutuantes de ocupação total do lago, devendo ser analisado o local de instalação caso a caso de modo a promover a melhor estabilização das plataformas flutuantes.

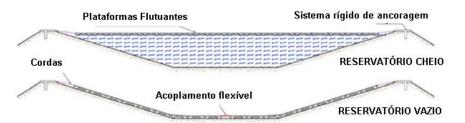


Figura 21: Estrutura de sistemas flutuantes

Fonte: Adaptado de STRANGUETO, 2016

O módulo solar fotovoltaico para aplicação em sistemas flutuantes ainda é o convencional cristalino. No entanto, à medida que surgem mais projetos, evidencia-se a necessidade de alternativas ao modelo convencional de estrutura de alumínio, que sofre corrosão devido à constante exposição à umidade (SAHU *et al.*, 2015).

A eletricidade gerada pelos módulos é transmitida para a terra por meio de cabos, onde será posteriormente consumida, transmitida para a rede ou armazenada em baterias. A conexão pode ser feita por cabos submersos ou flutuantes e independente de sua disposição, a estrutura deve ser robusta, impermeável e resistente a altas temperaturas (SAHU *et al.*, 2015). Reitera-se que a geração fotovoltaica se dá por corrente contínua, e que, portanto, deve-se contar com inversores para adequá-la à corrente alternada.

A Ciel et Terre utiliza em suas plantas um sistema de plataforma flutuante HYDRELIO patenteado (Figura 22) com elementos que permitem uma fácil e rápida montagem. A instalação não requer equipamentos pesados e as plataformas são adequadas tanto para usinas de grande porte quanto pequeno. As boias são formadas de HDPE que dão ao sistema mais de 20 anos de vida útil. Adicionalmente, o sistema é capaz de aguentar ventos de aproximadamente 190 km/h (CIEL ET TERRE, 2017b). Atualmente, este é o método mais empregado em usinas flutuantes ao redor do mundo por representar uma estrutura simples, eficiente e compatível para implementação de painéis fotovoltaicos em corpos d'água.

COMPONENTES HYDRELIO®

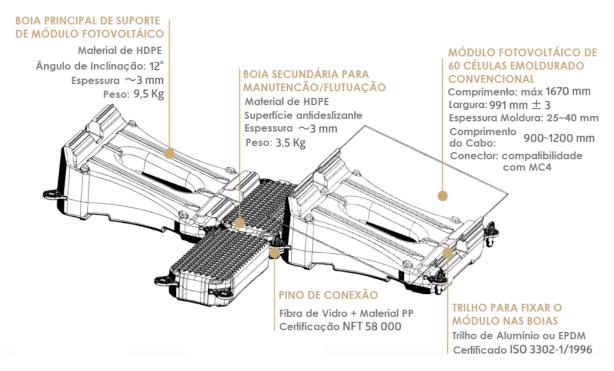


Figura 22: Plataforma flutuante Hydrelio

Fonte: Adaptado de CIEL ET TERRE, 2017b

2.6.4 Sistemas Flutuantes em Reservatórios de Hidrelétricas

Além das vantagens para a geração fotovoltaica indicadas no item anterior, a associação de geração solar com hidrelétrica também gera benefícios para esta última. A cobertura do espelho d'água do reservatório pela estrutura de painéis diminui a evaporação e consequentemente, reduz perdas de geração. Segundo SAHU *et al.* (2015), pode-se reduzir a evaporação em até 33% em lagos naturais e alcançar até 50% em estruturas feitas pelo homem.

A cobertura da superfície também reduz a penetração de luz solar no corpo d'água. Este fator colabora para a redução do crescimento de algas que podem levar à eutrofização do lago formado pela barragem. Este fenômeno está presente em diversos reservatórios do país, devido ao ambiente lêntico proporcionado pela barragem, que favorece uma pequena turbidez para água, à ausência de obstáculos que impediram a incidência solar sobre o espelho d'água, e, muitas vezes por motivos antrópicos, ao alto teor de nutrientes nos rios.

Como mencionado no item anterior, o aproveitamento da área inundada formada pela barragem evita a ocupação de terras aproveitáveis para outros usos. Ademais, pode-se aproveitar as estruturas de transmissão e subestações já existentes para a usina hidrelétrica, o que reduz os custos e tempo necessários para início da operação da planta.

Similarmente à complementariedade inter-regional no Brasil, a geração fotovoltaica também é complementar aos regimes hídricos, uma vez que os menores níveis de irradiação ocorrem em períodos chuvosos, devido à maior concentração de nuvens, e os maiores níveis de radiação ocorrem em períodos secos. Portanto, enquanto nas Regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Centro-oeste ocorre maior geração hidrelétrica nos meses de janeiro a março e maior geração fotovoltaica nos meses de agosto a outubro, o contrário ocorre na Região Sul (SACRAMENTO et al., 2015).

2.6.4.1 Potencial Brasileiro

Devido a geração de energia elétrica brasileira ser majoritariamente hidráulica, o país conta com extensa área alagada por barragens de usinas hidrelétricas. Esta área, que totaliza 37.922,95 km² e fica, em maior parte, em desuso, em adição aos elevados níveis de radiação solar, oferece as condições ideais de aproveitamento para geração flutuante complementando as demais usinas de geração. STRANGUETO (2015) realizou um estudo do potencial dessa geração no Brasil, considerando as usinas brasileiras com reservatórios de área superior a 0,01 km², aproveitamento máximo de 80% da área de cada reservatório, totalizando uma potência instalada máxima de 4.519 GWp, 753 GWmed e energia produzida máxima anual de 4.443 TWh.ano-1.

2.6.4.2 Sistemas Existentes

O Brasil foi pioneiro na instalação de painéis fotovoltaicos em reservatórios de hidrelétricas. Sua primeira usina flutuante em Presidente Figueiredo, no Amazonas, foi implementada no lago da hidrelétrica de Balbina. Inicialmente, em março de 2016, foram instalados 16 módulos fotovoltaicos (Figura 23), com geração total de 4 kW, ocupando uma área de 64 m², no entanto, espera-se que em 2017 se concretize a conclusão da usina permitindo fornecimento de 5MWp à rede por meio de 20.000 módulos. Caso sejam obtidos resultados positivos quanto ao projeto, pleiteia-se aumentar a capacidade da usina para 300 MW, que seriam capazes de abastecer 540.000 famílias (RYLO, 2016).



Figura 23: Usina solar flutuante em lago da Hidrelétrica de Balbina

Fonte: RYLO, 2016

A seleção pelo reservatório da usina hidrelétrica de Balbina para instalação do sistema flutuante foi uma estratégia para reduzir os custos. O sistema fotovoltaico aproveitará tanto as subestruturas da estação hidrelétrica já existente, quanto as linhas de transmissão. Balbina, com capacidade instalada de 250 MW, fornece, desde sua finalização, cerca de 80 MW de potência firme, o que representa fator de capacidade de apenas 32%. Com o histórico de baixa geração da usina, as subestações ficam, a maior parte do tempo, subutilizadas. Em adição, a existência da enorme área alagada de 4.437,72 km², a adoção de painéis flutuantes para complementar a geração elétrica torna-se uma alternativa atraente para este local (RODRIGUES, OLIVEIRA, 2011; RYLO, 2016).

A usina hidrelétrica de Sobradinho também recebeu uma planta piloto, com 16 módulos ocupando uma área de 65 m² e projeto de ampliação para 5 MW. Com espelho d'água de 4.214 km² e capacidade instalada 1.050 MW, a usina de Sobradinho foi selecionada como segunda alocação para projeto piloto pois além de também apresentar baixo fator de capacidade, se situa em uma região com regime climático diferente do regime da usina de Balbina, o que permite avaliar o desempenho das usinas sobre diferentes condições climáticas (ELETROBRÁS, 2016).

Ambos os projetos pilotos são resultados de uma parceria da Chesf (Companhia Elétrica do São Francisco) com a Eletronorte em adição às empresas Sunlution e WEG, e como pioneiros, têm o objetivo de estudar os fatores relacionados à interação da tecnologia fotovoltaica flutuante com a operação de usinas hidrelétricas (CHESF, 2017). Os resultados

desses projetos permitirão avaliar a viabilidade da aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidrelétricas.

Similarmente, em setembro de 2016 foi inaugurada mais uma usina fotovoltaica flutuante no reservatório da usina de Porto Primavera, na cidade de Rosana em São Paulo (Figura 24). Este projeto foi iniciado em 2014 e consiste na instalação de quatro sistemas compostos por módulos rígidos e flexíveis, flutuantes e em terra. A usina conta com 100 módulos rígidos flutuantes de 250 W cada, e 180 módulos flexíveis flutuantes de 144 W cada, ocupando uma área total de 500 m². Concomitantemente, foram instalados um sistema rígido e outro flexível, ambos com capacidade instalada de 250 kW em terra no local. De acordo com o secretário de Energia e Mineração, João Carlos Meirelles, o objetivo do projeto é testar essas tecnologias inovadoras para poder fornecer conhecimento para as empresas do setor instaladas no Estado de São Paulo e popularizar o uso das energias renováveis (ENERGIA SP, 2016).



Figura 24: Usinas fotovoltaicas flutuante e terrestre na Hidrelétrica de Porto Primavera

Fonte: ENERGIA SP, 2016

Já em julho de 2017, foi inaugurado um projeto piloto na represa formada pela barragem da Hidrelétrica de Alto Rabagão em Montalegre, Portugal. Foram instalados 840 módulos ocupando 2.500 m², com potência de 220 kWp que pode gerar 332 MWh anualmente (Figura 25, Figura 26). O sistema utiliza a infraestrutura elétrica já existente na barragem, como os transformadores, os quadros elétricos e a ligação à rede de transmissão. Conectada à rede desde novembro de 2016, a planta flutuante também tem como objetivo estudar a viabilidade econômica da geração fotovoltaica associada à hidrelétrica. A partir de cabos de extensão submersos, foi possível a realização do sistema de ancoragem no fundo do

reservatório a uma profundidade de 60 m. Ademais, os cabos também permitem a adequação da ancoragem para uma variação do nível d'água de 30 m (DN, 2017; ALTENERGYMAG, 2017; KAUFMAN, 2017).





Figura 25: Usina flutuante piloto em Alto Rabagão

Figura 26: Usina flutuante piloto em Alto Rabagão

Fonte: PORTAL RENOVÁVEL, 2017

Fonte: KAUFMAN, 2017

Em 2016 foi anunciada a intenção por parte da National Hydro Power Corporation da Índia de desenvolver um projeto de 600 MW no complexo hidrelétrico de Konya no distrito de Satara. Este projeto é único por se tratar da combinação de fotovoltaica flutuante com hidrelétrica reversível (KENNING, 2016; SHARMA, KOTHARI, 2016).

3 Metodologia

Os procedimentos realizados no estudo de caso apresentado no próximo capítulo serão descritos em detalhes neste capítulo, seguindo a sequência lógica indicada no fluxograma da Figura 27.

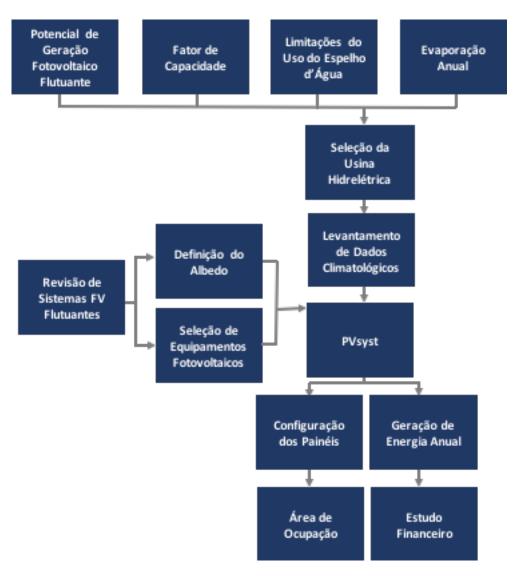


Figura 27: Fluxograma dos procedimentos utilizados no estudo de caso

Fonte: Elaboração própria

3.1 Seleção da Hidrelétrica

Para a seleção do local mais adequado à aplicação do sistema flutuante a ser simulado, foram utilizados 4 parâmetros de análise para as hidrelétricas: O potencial de geração fotovoltaico flutuante das hidrelétricas brasileiras, o fator de capacidade das mesmas, as limitações do uso do espelho d'água e a evaporação anual média dos reservatórios.

A partir do potencial de geração fotovoltaico flutuante estimado por STRANGUETO (2016), foram selecionadas as nove usinas que apresentaram os maiores potenciais desta geração.

Em seguida, os fatores de capacidade foram calculados com base nos dados de geração divulgados pelo ONS por meio de seus Boletins Semanais de Operação para os

anos de 2010 a 2016 incluindo os dados de 2017 até o dia 16 de junho (ONS, 2017c). Como já mencionado, o fator de capacidade é a razão entre a geração em um determinado período de tempo e a capacidade de geração máxima da usina.

Seguidamente, foram realizadas análises quanto aos usos do espelho d'água dos reservatórios das usinas hidrelétricas de modo a identificar possíveis restrições à instalação de módulos solares flutuantes.

Finalmente, os dados de evaporação das hidrelétricas restantes foram obtidos a partir do estudo de pegada hídrica realizado por BUENO e MELLO (2015) em que os resultados para evaporação bruta das usinas foi calculado por meio do software SisEvapo do ONS de acordo com as Normais Climatológicas de 1961 a 1990.

Com base nas análises acima, a usina hidrelétrica com as condições mais favoráveis foi selecionada como local para a simulação.

3.2 Levantamento de Dados

Definida a hidrelétrica que receberá o projeto fotovoltaico foi necessário o levantamento de dados para inserção no software de simulação. Primeiramente as informações climatológicas de irradiação, temperatura e velocidade do vento foram obtidas a partir da base de dados da NASA-SSE (2017), através de busca de latitude e longitude (-20.66, -46.25) fornecidas pelo Google Maps.

Ato contínuo, foi estabelecido o valor de albedo e selecionados modelos de módulo fotovoltaico e inversor com base em modelos identificados na literatura para sistemas similares ao que se deseja projetar.

3.3 PVsyst

O software selecionado para simulação do projeto foi o PVsyst, cujas ferramentas permitem a projeção e estudo de sistemas fotovoltaicos tanto conectados à rede quanto sistemas isolados. Criado em 2011 na Suíça pelos engenheiros André Mermoud e Michel Villoz, o programa fornece resultados em forma de um relatório completo, gráficos específicos e tabelas, bem como em dados exportáveis para uso em outros softwares (PVSYST, 2017). A versão utilizada do sistema foi o PVsyst 6.63 de 23 de junho de 2017.

O PVsyst foi selecionado por sua fácil usabilidade e manipulação de dados intuitiva. Adicionalmente, o software foi mencionado em diversos trabalhos da literatura, como por exemplo STRANGUETO (2016) que mediu o potencial de geração fotovoltaica flutuante em reservatórios de hidrelétricas no Brasil e LOPES (2013).

Segundo PINHO e GALDINO (2014), o PVSyst permite ao usuário trabalhar em diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um detalhado sistema de simulação. Ademais, o software apresenta uma ferramenta adicional, tridimensional, que leva em consideração as limitações no horizonte e objetos que possam projetar sombras sobre os módulos.

A partir da inserção dos dados mencionados no item anterior e da definição da disposição dos módulos, o software foi capaz de realizar a simulação de geração elétrica para o sistema fotovoltaico considerando perdas por equipamentos e por sombreamento.

3.4 Aplicação do Projeto no Reservatório

Com base na disposição definida no PVsyst para o modelo flutuante, foi possível a projeção do sistema sobre mapa para identificação da área ocupada pelos módulos, bem como para identificação de atividades e empreendimentos que podem ser prejudicados pela sua instalação.

3.5 Avaliação Financeira

Por fim, foi realizada a avaliação financeira do projeto com objetivo de estimar o investimento necessário, analisar sua viabilidade e calcular seu tempo de retorno do investimento. Considerando que não é um objetivo do presente trabalho realizar uma avaliação econômica aprofundada e sim somente uma estimativa inicial, a análise financeira foi executada de forma exemplificativa.

A estimativa de investimento foi realizada com base em valores encontrados na literatura para projetos reais similares.

Já o tempo de retorno, foi estimado com base na arrecadação acumulada. Foi estabelecido que este tempo seria limitado pelo ano de início de operação da planta fotovoltaica e pelo ano em que a arrecadação atingisse o valor do investimento do projeto. O total acumulado foi calculado pela equação (2) abaixo.

$$T_a = \sum_{a=2018}^{2043} (Cv_a * G_a - C_{0\&M})$$
 (2)

em que:

a é o ano de referência;

 T_a é o total arrecadado acumulado no ano a em R\$;

Cv_a é o custo de venda da energia no ano a em R\$;

Ga é a geração do sistema no ano a em MWh; e

C_{O&M} é o custo de operação e manutenção do sistema em R\$.

Também foi estudado o ganho financeiro adicional com o turbinamento da água que deixa de evaporar devido a cobertura do lago.

O cálculo do volume de água que deixa de evaporar anualmente foi calculado por:

$$Ve = Ea * A * r \tag{3}$$

em que:

Ve é o volume de água que deixa de evaporar em m³;

Ea é a evaporação anual em m;

A é a área ocupada pelos módulos de geração m²; e

r é redução de evaporação devido à cobertura.

A taxa de redução de evaporação foi adotada de acordo com o sugerido na literatura para sistemas fotovoltaicos do tipo flutuante.

Conhecendo os valores de volume, foram calculados os valores de vazão média anual equivalente, ou seja, qual a vazão perdida de água devido à evaporação. A equação utilizada é representada abaixo:

$$Q_{ev} = \frac{Ev * A}{3.135.600} \tag{4}$$

em que:

Qev = vazão média equivalente a lâmina evaporada no reservatório, (m³ s⁻¹);

Ev = taxa de evaporação do reservatório, (m); e,

A = área de alagada do reservatório, (m²).

A partir dos dados de vazão, foi possível realizar a estimativa do ganho financeiro com esta energia gerada. Para tal estimativa, foi necessário encontrar um valor referente a geração de energia por vazão turbinada.

O método escolhido para determinar a razão geração/vazão foi a obtenção da média a partir de dados históricos de geração e vazão da Hidrelétrica de Furnas. Portanto, foram selecionados os dados de vazão turbinada disponíveis pelo Sistema de Acompanhamento de Reservatórios da Agência Nacional de Águas (ANA, 2017) e os dados de geração de energia elétrica em MWmed (ONS, 2017c) no intervalo de tempo de janeiro de 2010 até 16 de junho de 2017. Ademais, foi realizada a conversão de MWmed para MWh, a partir da equivalência 1 MWmed-ano = 8.760 MWh/ano, em que o número 8.760 representa o número de horas ao longo de um ano.

A partir da média obtida, o valor de arrecadação pôde ser calculado a partir da equação:

$$Va_a = Qr * R * Cv_a \tag{5}$$

em que:

Va_a é o valor arrecadado no ano a em R\$;

Qr é a vazão resultante do volume economizado devido à cobertura da água em m³.s⁻¹;

R é a razão geração/vazão em MWh/m³.s⁻¹; e

Cv_a é o custo de venda da energia no ano a em R\$.

A partir desses procedimentos, será realizada a análise do projeto proposto quanto a sua geração, influência na região em que será inserida e sua viabilidade econômica.

4 Estudo de Caso

Considerando o alto potencial de aproveitamento de geração fotovoltaica flutuante no Brasil e seu crescente avanço em aplicações internacionais, o presente estudo pretende propor um sistema em um reservatório de hidrelétrica selecionado de acordo com os seguintes critérios que serão detalhados posteriormente:

- potencial de geração fotovoltaica flutuante;
- fator de capacidade da usina hidrelétrica;
- limitações ao uso do espelho d'água; e
- evaporação.

Entende-se que para a instalação de um sistema real as condicionantes de projeto deveriam ser analisadas em mais detalhes, no entanto, para este projeto foram escolhidos somente alguns fatores considerados como representativos da realidade para análise de viabilidade.

4.1 Seleção da Usina

4.1.1 Potencial de geração fotovoltaica flutuante

Dentre as 165 hidrelétricas estudadas por STRANGUETO (2015), as usinas cujos reservatórios oferecem maior potencial de geração fotovoltaica flutuante são, respectivamente, Balbina, Sobradinho, Tucuruí I e II, Porto Primavera, Furnas, Ilha Solteira, Serra da Mesa, Três Marias e Itaipu (Tabela 1). Os valores foram obtidos por simulação no

software PVsyst e consideram aproveitamento máximo com uso de 80% da área do reservatório e mínimo com 8%.

Tabela 1: Potencial de geração fotovoltaica flutuante. Fonte: Adaptado de STRANGUETO, 2015

| Usina | Potência Instalada Máxima (MWp) | Potência Instalada Mínima (MWp) | Energia Anual Máxima (GWh.ano ⁻¹) | Energia Anual Mínima (GWh.ano ⁻¹) |
|---------------------|------------------------------------|------------------------------------|--|--|
| Balbina | 528.780 | 52.878 | 467.123 | 46.712 |
| Sobradinho | 521.996 | 52.200 | 561.547 | 56.155 |
| Tucuruí I e II | 359.163 | 35.916 | 338.457 | 33.846 |
| Porto Primavera | 354.724 | 35.472 | 347.639 | 34.764 |
| Furnas | 167.564 | 16.756 | 171.347 | 17.135 |
| Ilha Solteira | 161.768 | 16.177 | 160.688 | 16.069 |
| Serra da Mesa | 149.432 | 14.943 | 150.223 | 15.022 |
| Três Marias | 132.327 | 13.233 | 135.726 | 13.573 |
| Itaipu ³ | 125.061 | 12.506 | 117.741 | 11.774 |

Considerando que as usinas de Balbina, Sobradinho e Porto Primavera já possuem projetos de sistemas solares flutuantes em execução, estas não serão aqui consideradas para seleção de elaboração de projeto. Portanto, as usinas a serem adicionalmente analisadas serão Tucuruí I e II, Furnas, Ilha Solteira, Serra da Mesa, Três Marias e Itaipu.

4.1.2 Fator de Capacidade da Usina Hidrelétrica

O fator de capacidade é considerado como critério de seleção pelo fato de que quanto menor o fator de capacidade de uma hidrelétrica, mais subutilizados são seus subsistemas e estruturas de transmissão. Isto é, os sistemas de uma hidrelétrica que gera, em média, muito menos do que sua capacidade instalada, podem ser aproveitados para adequação e transmissão da energia gerada por uma usina fotovoltaica flutuante. A avaliação quanto à oportunidade de complementação solar flutuante será realizada considerando o cenário mais conservador, em que as subestações de energia tenham sido dimensionadas segundo a capacidade instalada de cada usina.

A análise de dados em uma escala de tempo superior aos 7,5 anos analisados resultaria em uma avaliação mais próxima da realidade, no entanto, devido à limitação da obtenção de tais dados, espera-se que a escala de tempo selecionada forneça resultados representativos da eficiência das hidrelétricas.

-

³ Parte Brasileira da usina hidrelétrica de Itaipu

4.1.2.1 Tucuruí

A usina hidrelétrica de Tucuruí localizada no Rio Tocantins no Amazonas foi construída em duas etapas. Inicialmente, ao final da construção da primeira etapa em 1992, contava com 12 unidades geradoras principais e duas auxiliares, totalizando 4.245 MW de potência. Ao final de 2006 foi concluída a instalação da segunda casa de força com adição de 11 unidades geradoras com 4.125 MW, totalizando 8.370 MW de capacidade instalada (CASTRO, 2017).

Com base nos dados de operação semanal fornecidos pelo ONS, foi possível a elaboração do gráfico da Figura 28, em que são indicados os fatores de capacidade anuais apresentados pela usina de Tucuruí. Entre 2010 e junho de 2017 a variação do fator de capacidade de Tucuruí foi pequena, com exceção ao ano de 2016, que apresentou grande queda, produzindo cerca de metade da energia dos demais anos.

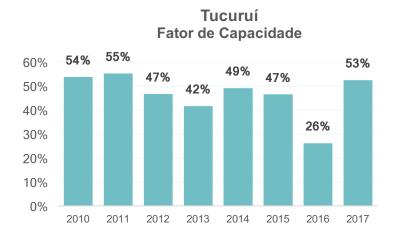


Figura 28: Fator de capacidade da UHE de Tucuruí

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados ONS, 2017c

A hidrelétrica de Tucuruí, apesar da baixa oscilação interanual, apresenta grande variabilidade intra-anual (Figura 29). Este comportamento é reflexo do regime hídrico atuante na região, com estações chuvosas bem definidas nos meses de dezembro a maio, que resulta no enchimento do reservatório ao longo desses meses (Figura 30).

Geração da Hidrelétrica de Tucuruí (MWmed)

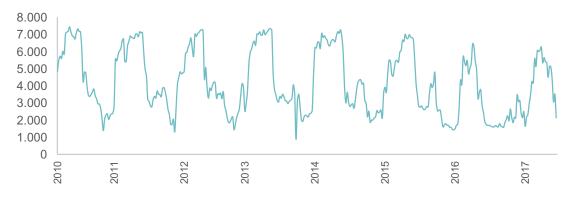


Figura 29: Geração da UHE de Tucuruí

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados ONS, 2017c

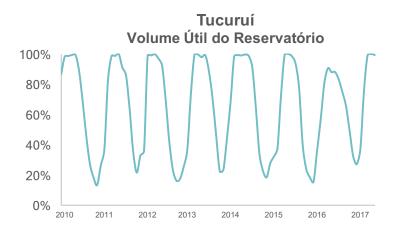


Figura 30: Volume útil do reservatório de Tucuruí

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados ONS, 2017d

Ao longo dos anos analisados, de 2010 até a metade de 2017, a maior geração semanal na usina de Tucuruí foi de 7.441 MWmed. Considerando que sua potência instalada é de 8.370 MW, conclui-se que os subsistemas desta hidrelétrica se encontram, a maior parte do tempo, subutilizadas, permitindo a instalação de uma fonte complementar de energia como a fotovoltaica flutuante.

4.1.2.2 Furnas

Localizada no curso do rio Grande entre os municípios de São José da Barra e São João Batista do Glória em Minas Gerais, a usina de Furnas teve sua construção iniciada em 1958 e início da operação da primeira unidade geradora em 1963. No início da década de 70 foi iniciada sua ampliação para a instalação da sétima e da oitava unidades geradoras, totalizando 1.216 MW de potência (FURNAS, 2017a).

A usina hidrelétrica de Furnas apresentou grande oscilação em geração elétrica nos anos de 2010 a 2017, com grande baixa em 2015 (Figura 31).

Geração da Hidrelétrica de Furnas (MWmed)

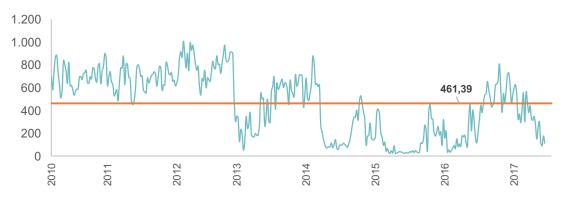


Figura 31: Geração da UHE de Furnas

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados ONS, 2017c

Pode-se observar pelas Figuras 31 e 32 que, como é de se esperar em reservatórios de hidrelétricas, a geração da usina acompanha a tendência do volume útil do reservatório, que apresentava grande volume armazenado no início dos anos de 2010, 2011 e 2012, um menor volume em 2013 com grande redução até 2015, recuperação em 2016 com nova redução em 2017.

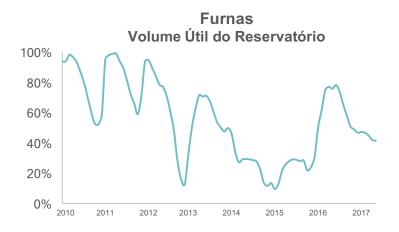


Figura 32: Volume útil do reservatório de Furnas

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados ONS 2017d

Dessa maneira, o fato de capacidade apresentou oscilação significativa ao longo dos anos analisados, com menor valor de 7% em 2015 e maior de 66% em 2012 (Figura 33).

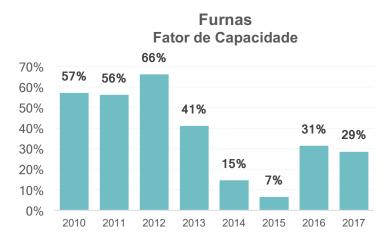


Figura 33: Fator de capacidade da UHE de Furnas

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados ONS, 2017c

Com geração média semanal de 461,4 MWmed, indicada pela linha horizontal no gráfico da Figura 31, e máxima de 1.006 MWmed de um total de 1.216 MW de capacidade, a usina hidrelétrica de Furnas oferece oportunidade de complementação por geração fotovoltaica flutuante.

4.1.2.3 Ilha Solteira

Concluída em 1978, a hidrelétrica Ilha Solteira representa a maior usina do Estado de São Paulo. Localizada no rio Paraná, sua potência instalada é de 3.444 MW, contando com 20 unidades geradoras (CESP, ca 2010).

Seu fator de capacidade apresentou comportamento anual praticamente constante de 2010 a 2013 e média oscilação nos anos de 2014 a 2017 (Figura 34). Ademais, seu histórico de geração indica oscilação intra-anual irregular (Figura 35).

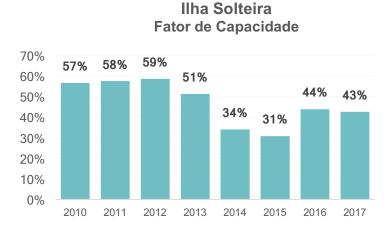


Figura 34: Fator de capacidade da UHE Ilha Solteira

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados ONS, 2017c

Geração da Hidrelétrica de Ilha Solteira (MWmed)

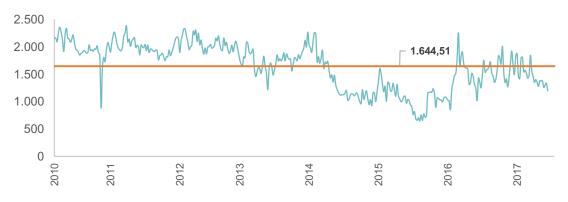


Figura 35: Geração da UHE Ilha Solteira

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados ONS, 2017c

Devido a uma forte estiagem no Estado de São Paulo iniciada em 2014, o volume útil da usina de Ilha Solteira chegou a zero (Figura 36). Como resultado, a usina passou a gerar energia com base no volume morto do reservatório, o que resultou em uma menor geração ao longo de todo o ano de 2015, se recuperando somente em 2016 (TAVARES, 2016; G1, 2015a).



Figura 36: Volume útil do reservatório de Ilha Solteira

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados ONS, 2017d

Mesmo antes da crise hídrica, a geração máxima semanal alcançada por Ilha Solteira foi equivalente a 2.379 MWmed, valor muito inferior à sua capacidade instalada de 3.444 MW. Portanto, conclui-se que esta usina, a princípio, poderia ser bastante beneficiada caso pudesse contar com uma geração complementar proveniente de energia solar flutuante.

4.1.2.4 Serra da Mesa

Situada no Estado de Goiás, a usina Serra da Mesa é localizada no curso principal do Rio Tocantins. Seu reservatório é o maior do Brasil em volume de água e sua casa de força é constituída de três unidades geradoras totalizando uma potência instalada de 1.275 MW (FURNAS, 2017b).

Desde 2012, o fator de capacidade anual da hidrelétrica Serra da Mesa vem apresentando declínio (Figura 37), alcançando em 2017, uma geração praticamente constante em torno de 250 MWmed (Figura 38).

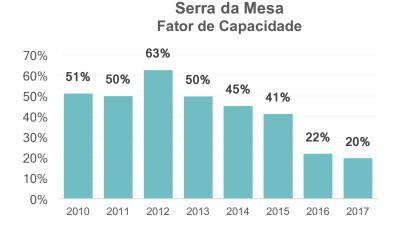


Figura 37: Fator de capacidade da UHE de Serra da Mesa

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados ONS, 2017c

Como mostrado pelo gráfico da Figura 38, a usina teve sua operação interrompida em 2014 por determinação do ONS por um período de 5 semanas. No mesmo ano, a Agência Nacional de Águas (ANA) suspendeu temporariamente a exigência de vazão mínima à jusante da hidrelétrica com objetivo de elevar o nível do reservatório (ALISKY, 2014; MAGNABOSCO, 2014).

Geração da Hidrelétrica de Serra da Mesa (MWmed)

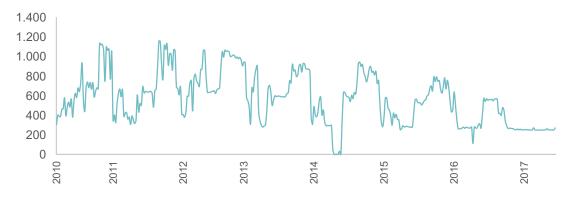


Figura 38: Geração da UHE de Serra da Mesa

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados ONS, 2017c

A curva de geração elétrica acompanha a curva de volume útil do reservatório ilustrado pelo gráfico da Figura 39. Além disso, similarmente ao comportamento do fator de capacidade, o volume útil do reservatório também vem apresentando declínio menor volume útil em 2017.

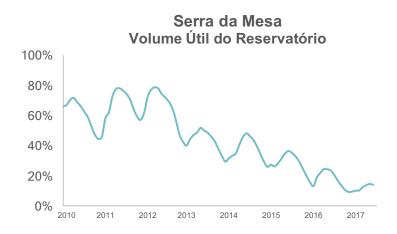


Figura 39: Volume útil do reservatório de Serra da Mesa

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados ONS, 2017d

A operação da hidrelétrica Serra da Mesa deve ser especialmente planejada devido à sua localização à montante de cinco demais usinas. A quantidade de água turbinada (ou vertida) nesta hidrelétrica tem efeito nos níveis dos reservatórios da hidrelétrica de Cana Brava, de São Salvador, de Peixe Angical, de Lageado e de Tucuruí. Como resultado, sua operação deve ser estratégica e o mais eficiente possível.

Dessa maneira, a adoção de painéis flutuantes fotovoltaicos, promoveria uma maior segurança na geração local, bem como nas demais usinas à jusante. Ademais, sua geração máxima desde 2010 foi de 1.156 MWmed da capacidade instalada de 1.275 MW.

Adicionalmente, foram indicadas somente 6 semanas gerando energia acima de 1.100 MWmed o que indica a possibilidade por parte dos subsistemas elétricos da usina de suportarem uma geração complementar solar.

Devido a questões de ocupação antrópica de áreas às margens do seu reservatório, a UHE Serra da Mesa jamais teve sua cota de enchimento total do reservatório atingida, isto é, seu volume útil nunca atingiu 100%. Sendo assim, sua capacidade de regularização prevista em projeto jamais foi alcançada, o que levou a um sistema de transmissão superdimensionado. Essa seria mais uma razão para a se considerar a hipótese de implementar painéis solares flutuantes em seu espelho d'água.

4.1.2.5 Três Marias

A hidrelétrica de Três Marias teve início de sua construção em 1957 e opera desde 1962. Localizada no Rio São Francisco no Estado de Minas Gerais, conta com seis unidades geradoras totalizando 396 MW de potência instalada (CEMIG, [201-]).

Devido à estiagem, ao final de 2014 a usina de Três Marias estava operando somente com duas das seis unidades geradoras, e no início de 2015 apenas com uma. No mesmo ano de 2014 a Agência Nacional de Águas (ANA) reduziu a vazão mínima defluente da usina diversas vezes. Estas limitações na operação foram realizadas para evitar o esvaziamento do reservatório que é utilizado também para o abastecimento de água da região (PORTELA, 2015; ODA, 2015).

O volume útil do reservatório sofreu uma grande queda de 2012 a 2015, alcançando o menor nível no final de 2014 com menos de 3% do volume (Figura 40). Consequentemente, a geração da usina, também foi afetada (Figura 41), com geração máxima, a partir de 2014, pouco maior do que a menor geração operada nos anos anteriores. Como resultado desta crise hídrica, o fator de capacidade da usina sofreu rápido decréscimo, conforme ilustrado pela Figura 42.

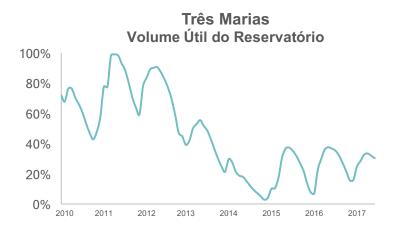


Figura 40: Volume útil do reservatório de Três Marias Fonte: Elaboração própria, a partir de dados ONS, 2017d

Geração da Hidrelétrica de Três Marias (MWmed)

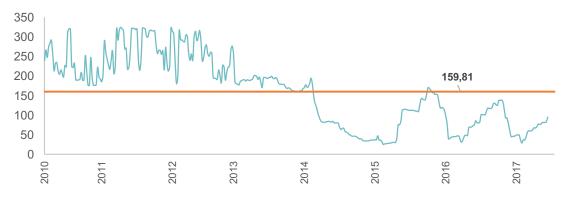


Figura 41: Geração da UHE de Três Marias

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados ONS, 2017c

Três Marias

Fator de Capacidade

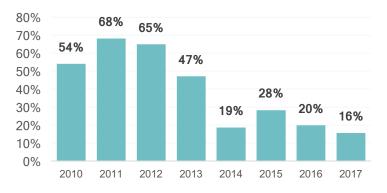


Figura 42: Fator de capacidade da UHE de Três Marias

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados ONS, 2017c

A usina de Três Marias, antes com geração anual relativamente constante, sofreu grande impacto com a estiagem. A presença de uma camada de cobertura sobre o espelho d'água do reservatório durante esta crise hídrica poderia ter amenizado a perda de geração ao evitar o excesso de evaporação do lago. Visto que a geração máxima da usina desde 2010 foi de 323 MWmed e a média de todos os anos estudados foi de 160 MWmed, existe possibilidade de implementação de um sistema complementar fotovoltaico flutuante.

4.1.2.6 Itaipu

A construção de Itaipu, iniciada em 1974 e finalizada em outubro de 1982 passa a produzir energia em maio de 1984, quando entra em operação a primeira das vinte unidades geradoras do projeto. Dezoito unidades geradoras foram instaladas no espaço de sete anos, com as demais duas sendo instaladas somente em 2007. Em 2012, ao completar 28 anos de atividade, a usina já havia gerado 2 bilhões de megawatts-hora, energia suficiente para abastecer o mundo durante 39 dias (ITAIPU, 2017).

Com capacidade instalada de 14.000 MW e incrível fator de capacidade superior a 85% (Figura 43) desde 2010, a usina estabeleceu um novo recorde de produção anual de energia em 2016 com geração de 103.098.366 MWh (ITAIPU, 2017).

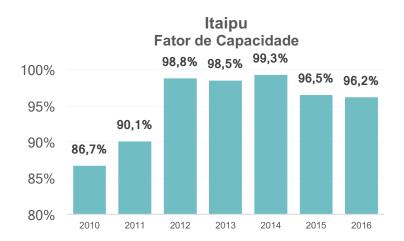


Figura 43: Fator de capacidade da UHE de Itaipu

Fonte: Adaptado de Itaipu, 2017

O alto fator de capacidade apresentado pela usina indica que suas subestações e estruturas de transmissão não estão sendo subutilizadas. Desse modo, uma expansão na geração elétrica local exigiria a instalação de novas estruturas de adequação da energia gerada, bem como de transmissão da eletricidade. Levando em consideração que uma das principais vantagens da união da energia hidrelétrica com a fotovoltaica flutuante é o aproveitamento de estruturas já instaladas, o que facilita a implementação do sistema e reduz

os custos de investimento iniciais, o reservatório de Itaipu não será doravante considerado para o projeto atual.

4.1.3 Limitações ao Uso do Espelho d'Água

A utilização da água presente no reservatório para demais usos que não o hidrelétrico, pode servir como obstáculo para implementação de uma usina flutuante fotovoltaica. Caso o reservatório seja utilizado, por exemplo, para pesca ou navegação, a instalação de um sistema flutuante não deve impedir a execução dessas atividades pré-existentes. Os usos consuntivos da água represada, como abastecimento e irrigação, não serão aqui abordados por não sofrerem influência direta da ocupação do espelho d'água. Adicionalmente, devem ser analisadas as restrições ambientais locais, de modo a não desrespeitar a legislação em vigor.

Em relação a áreas de proteção ambiental, o Código Florestal Lei 12.651 de 2012, define, em seu artigo 4° e 5°, que as áreas no entorno dos reservatórios decorrentes de barramento constituem Áreas de Preservação Permanente (APP's) de faixa mínima de 15 metros em zonas urbanas, e mínima de 30 metros em zonas rurais. Dessa maneira, todos os reservatórios das usinas hidrelétricas em estudo possuem esta restrição ambiental, não sendo necessário declarar, para cada uma, a existência de uma APP em seu entorno.

Ademais, independentemente da existência de áreas de proteção no lago da hidrelétrica, o projeto de usina fotovoltaica flutuante deve, previamente, passar por estudos ambientais de modo a identificar possíveis impactos e, então, eventualmente por licenciamento.

4.1.3.1 Tucuruí

O reservatório de Tucuruí possui área alagada de 2.430 km² totalizando, incluindo todas as ilhas, um perímetro de 8.396 km (SCOTTI, 2008). O lago de Tucuruí, formado pela barragem da usina de mesmo nome, é composto de um mosaico de conservação. A partir da Lei nº 6.451 de 8 de abril de 2002 do Estado do Pará, foram criadas no território sob jurisdição do Estado do Pará três unidades de conservação:

- Área de Proteção Ambiental do Lago de Tucuruí (APA Lago de Tucuruí);
- Reserva de Desenvolvimento Sustentável do Alcobaça (RDS Alcobaça); e
- Reserva de Desenvolvimento Sustentável do Pucuruí-Ararão (RDS Pucuruí-Ararão).

Adicionalmente, por meio da Portaria SECTAM nº 7/04, também foram determinadas duas Zonas de Preservação da Vida Silvestre, que servem para soltura de animais resgatados durante o enchimento do reservatório (SARACURA, GHILARDI, 2007). A Figura 44 ilustra o Lago de Tucuruí, bem como o mosaico de unidades de conservação.

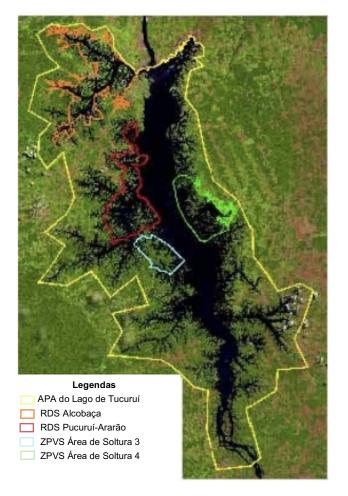


Figura 44: Mosaico de unidades de conservação do Lago de Tucuruí

Fonte: Adaptado de SARACURA, GHILARDI, 2007

A Lei nº 6.451 de 2002 estabelece em seu artigo 4º a proibição do exercício de atividades capazes de ameaçar as espécies da biota regional, as espécies sedentárias e migratórias na região limitada pela APA do Lago de Tucuruí. Portanto, a inserção de um sistema de geração flutuante fica condicionada à comprovação, por estudos ambientais, da não interferência da planta fotovoltaica na biota.

Além dos obstáculos ambientais, o lago de Tucuruí também é de suma importância para as comunidades locais devido à atividade pesqueira. Segundo CINTRA *et al.* (2013), o número de pescadores artesanais atuantes no ano de 2006 era de 7.854 pescadores. Caso seja realizada a introdução do sistema flutuante, deve-se atentar para que a usina não prejudique esta prática, que representa uma das principais atividades econômicas da região.

O Lago é aproveitado também para produção de peixes em tanques rede a partir do Projeto "Piscicultura Paraíso". Em 2009 foi criado e implementado o Parque Aquícola do Caraipé, que em 2015 contava com 163 tanques-rede instalados, responsáveis pela

produção anual de 200 toneladas de peixe (IDEFLOR-BIO, 2015).

Ademais, o reservatório de Tucuruí não só garante a sobrevivência dos pescadores locais como também é sede do mais importante torneio de pesca esportiva da Amazônia, o Topam. O evento esportivo, além de incentivar o turismo local, contribui para o desenvolvimento da consciência ecológica por meio de rigorosas normas que regem a pesca competitiva amadora (CASTRO, 2011).

Adicionalmente, há de se considerar também a navegação do lago de Tucuruí. Em 2010 foram inauguradas as eclusas de Tucuruí que permitem que embarcações atravessem a barragem, superando o desnível de 72 metros entre o Rio Tocantins e o reservatório da hidrelétrica de Tucuruí. As eclusas podem atender embarcações de 200 metros de comprimento, 32 metros de largura e 3 metros de calado, com capacidade total para 19 mil toneladas de carga (DNIT, 2011; G1 PA, 2017).

No entanto, devido à presença de rochas dispersas ao longo de um trecho de 43 quilômetros do Rio Tocantins, a utilização da hidrovia é restrita. Nos períodos mais secos do ano, em que o nível do rio fica mais baixo, as grandes embarcações são incapazes de navegar neste trecho rochoso, de modo a não alcançarem o sistema de eclusas. Dessa maneira, a estrutura de eclusas se encontra, há 7 anos, subutilizada (CASTRO, 2011). Apesar dos contratempos encontrados pela navegação através do reservatório de Tucuruí, a execução desta atividade não deve ser desconsiderada. Portanto, caso seja feito projeto para sistema solar fotovoltaico, há de se manter uma área garantindo a hidrovia navegável no reservatório.

Deve-se respeitar também as atividades de lazer no lago, que sustentam o turismo no local, além de promover o desenvolvimento da região.

Considerando as limitações descritas acima, o lago de Tucuruí apresenta viabilidade de inserção de um sistema fotovoltaico flutuante. No entanto, devido a grande quantidade de obstáculos a serem levados em consideração para tal, esta usina não será considerada adiante para execução de projeto.

4.1.3.2 Furnas

Conhecido como o "Mar de Minas", o lago de Furnas, que banha 34 municípios possui, diversas ramificações configuradas em dois principais braços (Figura 45). O primeiro, formado pelo Rio Grande, se estende por um percurso de cerca de 240 km, e o segundo,

formado pelo Rio Sapucaí, se estende por aproximadamente 170 km. Em nível máximo de operação, o lago conta com 1.400 km², e possui perímetro de 3.500 km (JÚNIOR, 2010).



Figura 45: Mapa do Lago de Furnas

Fonte: Adaptado de GOOGLE MAPS, 2017

Com exceção à área de preservação permanente na faixa que circunda o lago de Furnas, não existem demais restrições ambientais à instalação de um sistema fotovoltaico flutuante neste reservatório.

Um dos principais usos do Lago de Furnas é a pesca, que conta com número considerável de pescadores profissionais cadastrados nas colônias de Alfenas e Formiga. Além disso, para incentivar a atividade pesqueira, Furnas possui um programa de repovoamento do reservatório com estações de piscicultura (SCOTTI, 2008).

Devido à beleza cênica da região do reservatório de Furnas, o turismo também representa grande influência comercial local. Atividades como esportes náuticos, pesca esportiva, bem como passeios turísticos pelos cânions e cachoeiras que se encontram ao redor do lago, servem como atrativo turístico para a região (SCOTTI, 2008).

Não há presença de eclusas para transpor a barragem de Furnas, portanto navios não navegam pelo lago. No entanto, grandes embarcações são utilizadas para transporte de veículos, passageiros e cargas entre os municípios. Este meio de transporte permite o escoamento da produção agrícola da região e transportam em média 1.700 veículos por dia (CUNHA, 2010).

Considerando as observações acima, é possível conciliar a implantação de um sistema flutuante fotovoltaico e os demais múltiplos usos da água do reservatório de Furnas.

4.1.3.3 Ilha Solteira

Localizado no Rio Paraná, entre os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul, o reservatório de Ilha Solteira conta com 1.195 km² de extensão (Figura 46) (CESP, ca 2010b).



Figura 46: Mapa do Lago de Ilha Solteira

Fonte: Adaptado de GOOGLE MAPS, 2017

De acordo com a CESP (ca 2010b), cinco unidades de conservação estão sendo implantadas nos estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul, entre eles, três reservas legais e duas reservas particulares do patrimônio natural (Figura 47). Pelo fato de estas unidades não estarem situadas no lago de Ilha Solteira, elas não interferem com uma possível implementação de um sistema solar flutuante.

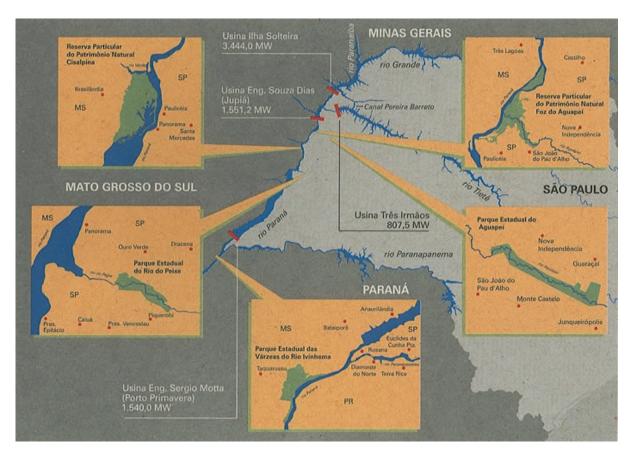


Figura 47: Mapa de unidades de conservação do entorno de Ilha Solteira

Fonte: CESP, ca 2010b

O reservatório de Ilha Solteira, além de armazenar água para a geração de eletricidade, também engloba uma hidrovia e é utilizado para atividades de turismo, pesca e de piscicultura. O cultivo de peixes no Lago de Ilha Solteira permite produção anual de 25 mil a 35 mil toneladas de tilápia no estado de São Paulo, representando um dos maiores polos desse cultivo no Brasil. Estas áreas aquícolas estão situadas nos braços do lago e a produção sofreu grande impacto, cerca de 30%, devido à estiagem de 2014 que levou o reservatório a chegar a seu volume morto (BARROSO, *et al.*, 2015).

Em relação à navegação, o Lago de Ilha Solteira está situado no percurso da hidrovia Paraná-Tietê, composta pelos rios de mesmo nome, que totaliza 1.738 quilômetros de extensão navegável (Figura 48). O trecho da hidrovia no Rio Paraná se estende entre a usina hidrelétrica de Itaipu em Foz do Iguaçu e duas barragens, a primeira da Usina Hidrelétrica de São Simão no Rio Paranaíba no município de mesmo nome e a segunda da Usina Hidrelétrica de Água Vermelha no Rio Grande em Iturama. Já o percurso pelo Rio Tietê, afluente do Rio Paraná, consta com seis usinas hidrelétricas dotadas de eclusas, Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão, Nova Avanhandava e Três Irmãos (ALBERTI, 2016).



Figura 48: Mapa da hidrovia Tietê-Paraná

Fonte: Adaptado de SILVA, 2015

A hidrovia promove o transporte anual médio de cerca de 6,5 milhões de toneladas de cargas, principalmente soja, milho e farelo de soja, além de areia e cana-de-açúcar. Já em 2016, a movimentação de cargas totalizou 8,7 milhões de toneladas, após 20 meses de interdição da hidrovia em função da estiagem (ALBERTI, 2016; G1, 2017).

Não há presença de eclusa na usina de Ilha Solteira, no entanto, a navegação é realizada por meio do canal artificial de Pereira Barreto que conecta os reservatórios de Três Irmãos no Rio Tietê e o de Ilha Solteira no Rio Paraná, indicado por seta na Figura 48 (ALBERTI, 2016).

Outro aspecto a ser levado em consideração é o que a região onde se localiza a usina hidrelétrica de Ilha Solteira, no Estado de São Paulo fronteira com o Estado do Mato Grosso do Sul, conta com ventos de alta intensidade. Segundo dados da UNESP (2017), que possui estações de medição de dados climáticos em Ilha Solteira, a maior velocidade do vento registrada desde o ano de 2000 foi de 77,76 km/h. Associados à grande extensão do lago, os ventos fortes provocam a formação de ondas de altura considerável no lago de Ilha Solteira. Esta característica local pode vir a inviabilizar a instalação de um sistema flutuante, no entanto, mais detalhes seriam necessários para tal avaliação.

Devido ao fato do reservatório de Ilha Solteira representar grande interesse econômico tanto para a produção pesqueira, quanto para transporte de cargas, este não será adicionalmente considerado para implantação de uma usina solar flutuante. Apesar de possível a instalação de um sistema fotovoltaico no lago de Ilha Solteira, estudos mais detalhados deveriam ser realizados, de modo a conciliar o aproveitamento do reservatório com os múltiplos usos da água.

4.1.3.4 Serra da Mesa

O Lago de Serra da Mesa se situa no curso principal do Rio Tocantins, e conta com uma extensão de área alagada de 1.784 km² (Figura 49). Com 54,4 bilhões de m³ de água, o reservatório representa o maior do país em volume (FURNAS, 2017b).

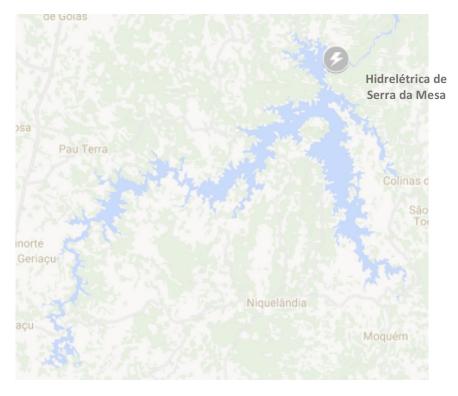


Figura 49: Mapa de Lago de Serra da Mesa

Fonte: Adaptado de GOOGLE MAPS, 2017

Na região onde se situa a Usina de Serra da Mesa existem áreas protegidas por questões ambientais e indígenas. São elas a APA de Pouso Alto e em seu interior, o Parque Nacional Chapada dos Veadeiros e a Terra Indígena Avá-Canoeiro (Figura 50).

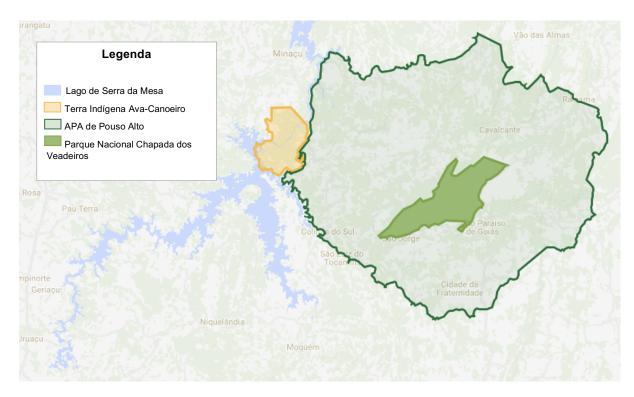


Figura 50: Mapa de terras protegidas em Serra da Mesa

Fonte: Elaboração própria, GOOGLE MAPS

Percebe-se pela Figura 50, que parte do lago de Serra da Mesa invade a área destinada à manutenção indígena. A implantação da usina no Rio Tocantins provocou a inundação de uma área de cerca de 3.163 hectares de terra indígena, que corresponde, aproximadamente a 8% do território de 38.000 hectares estabelecidos pela FUNAI. Adicionalmente, a própria barragem, diques de contenção, linhas de transmissão e abertura de estradas também ultrapassaram os limites da terra indígena de Ava-Canoeiro. Para compensação desta interferência, a partir do Decreto Legislativo nº 103/1996 que autorizou o aproveitamento hidrelétrico de Serra da Mesa, foi determinado que Furnas realizasse a compensação da área equivalente inundada na terra indígena (PEQUENO, 2005).

Quanto às áreas de proteção ambiental, não há interseção entre as unidades de conservação e espelho d'água do Lago de Serra da Mesa.

A usina de Serra da Mesa não conta com eclusas, e, portanto, não suporta a transposição de sua barragem. A navegação realizada no lago é inexpressível, sendo principalmente para pesca amadora e lazer.

No estado de Goiás a pesca esportiva é a única modalidade desta atividade permitida, ficando vedada a pesca comercial, exceto a realizada por associação de pescadores ribeirinhos. A pesca amadora é de grande importância para os municípios que beiram o lago de Serra da Mesa, pois representa o maior atrativo turístico da região. Adicionalmente, o lago

é utilizado para criação de pescado em parques aquícolas, com foque principal na tilápia (SILVA, 2013; PORTAL BRASIL, 2014).

Os principais cuidados a serem tomados para a instalação de um sistema flutuante no Lago de Serra da Mesa seriam, então, atentar aos limites de terras indígenas e evitar que o sistema interfira com a atividade pesqueira amadora e piscicultura.

4.1.3.5 Três Marias

O reservatório da Hidrelétrica de Três Marias estende-se por uma área de 1.090 km² do Rio São Francisco e margeia oito municípios do estado de Minas Gerais (CEMIG, 2012) (Figura 51).



Figura 51: Mapa de Lago de Três Marias

Fonte: Adaptado de GOOGLE MAPS, 2017

No quesito proteção ambiental, o reservatório abrange uma ilha, denominada Ilha das Marias, decretada como Estação Ecológica de Pirapitinga (Figura 52) a partir do Decreto nº 94.656 de 20 de julho de 1987. Como Estação Ecológica (ESEC), esta área de proteção tem como objetivo a preservação da natureza e a realização de pesquisas científicas.

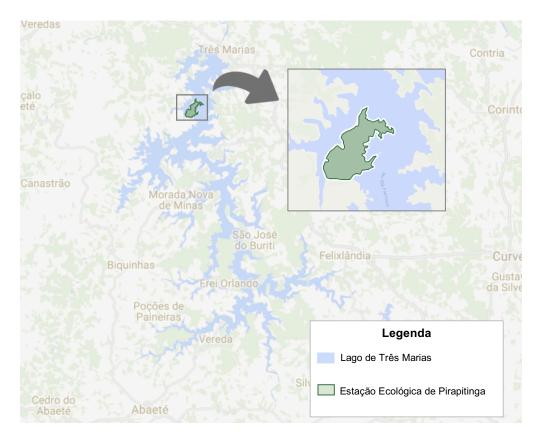


Figura 52: Mapa da ESEC de Pirapitinga

Fonte: Elaboração Própria, a partir de GOOGLE MAPS, 2017

Considerando que a Estação Ecológica de Pirapitinga consiste da única unidade de conservação na área do Lago de Três Marias (ICMBIO, 2017) e que o limite desta não se estende para a área alagada, a princípio, não existem obstáculos ambientais que inviabilizem a instalação de um sistema fotovoltaico flutuante em tal reservatório.

No lago de Três Marias estações de piscicultura promovem o cultivo de tilápia que, em 2013, contava com 170 piscicultores, produção anual de 6.655,2 toneladas e contratava 256 funcionários (NETO *et al.*, 2013). Estima-se que o potencial da produção plena do lago alcance 58.000 toneladas de tilápia (CASTRO, 2011).

Segundo FELIX (2003), a riqueza dos recursos naturais e hídricos do alto-médio São Francisco, onde se localiza a barragem da usina de Três Marias, promove o interesse de investidores em estabelecer o turismo e o lazer como principais atividades econômicas da região. Dentre os passeios turísticos fornecidos existem passeios de barco pelo Rio São Francisco e Lago de Três Marias e visitação de Cachoeiras e riachos que entrecortam a região (FELIX, 2003; NETO et al., 2013).

Além da beleza cênica, a pesca amadora é um dos grandes fatores que atraem turistas ao local. O desenvolvimento da rede hoteleira e da infraestrutura turística levou a

transformação de diversos pescadores profissionais em guias para turistas que se tornam pescadores amadores (FELIX, 2003). De acordo com a CODEVASF (2005), em 2005 o Alto São Francisco contava com 1.800 pescadores artesanais e cerca de 2.000 pescadores esportistas.

A barragem de Três Marias não conta com eclusa, e a navegação pelo lago é realizada basicamente por balsas para transporte entre os municípios e por pequenas embarcações para lazer e turismo (SANTOS, 2003).

O lago de Três Marias, a princípio, não apresenta nenhum obstáculo que não possa ser conciliado com um sistema fotovoltaico flutuante, de modo que a instalação de tal sistema é viável.

4.1.4 Evaporação

A evaporação média anual de um reservatório serve como indicador de qual usina perde mais água por este fenômeno e que, consequentemente, terá a maior vantagem pela instalação de um sistema solar flutuante.

Dessa maneira, serão comparados os índices de evaporação bruta e a vazão equivalente desta evaporação dos reservatórios de Furnas, Serra da Mesa e Três Marias. Os valores obtidos para tais usinas foram respectivamente de 1.536 mm, 1.660 mm e 1.526 mm.

A partir destes dados foram calculados os valores de vazão média anual equivalente, ou seja, qual a vazão perdida de água devido à evaporação. Os resultados são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Evaporação anual. Elaboração própria

| Usina | Evaporação Anual | Vazão Média Anual Equivalente | |
|---------------|---------------------|----------------------------------|--|
| | mm | m ³ .s ⁻¹ | |
| Furnas | 1536 | 70,14 | |
| Serra da Mesa | 1660 | 93,91 | |
| Três Marias | 1526 | 50,32 | |

Percebe-se pelos resultados que, enquanto a lâmina d'água evaporada dos reservatórios estudados é muito próxima, a vazão média equivalente desta evaporação apresenta grande variação entre as mesmas.

4.2 Resultados

4.2.1 Conclusão de Seleção da Usina

Os dados coletados quanto às condicionantes de projeto selecionadas para cada reservatório das usinas analisadas, foram sintetizadas na Tabela 3 abaixo, em que o símbolo "-" indica que o dado não foi coletado.

Tabela 3: Sintetização de dados de condicionantes. Fonte: Elaboração própria

| | | Balbina | Sobradinho | Porto Primavera | Tucuruí I e II | Furnas | Ilha Solteira | Serra da Mesa | Três Marias | Itaipu |
|--|-------------------------------------|---------|------------|--------------------|-------------------|---------|------------------|---------------------|----------------|---------|
| Potencial de Geração (MWp) | | 528.780 | 521.996 | 354.724 | 359.163 | 167.564 | 161.768 | 149.432 | 132.327 | 125.061 |
| Existência de Planta em Escala Piloto | | Sim | Sim | Sim | Não | Não | Não | Não | Não | Não |
| Fator de Capacidade Médio | | - | - | - | 50% | 38% | 48% | 45% | 40% | 97% |
| | Área de Proteção na Área Alagada | | - | - | Sim | Não | Não | Não | Não | - |
| | Hidrovia | - | - | - | Sim | Não | Sim | Não | Não | - |
| Navegação | Transporte | - | - | - | Sim | Sim | Sim | Não | Sim | - |
| | Lazer | - | - | - | Sim | Sim | Sim | Sim | Sim | - |
| _ | Profissional | - | - | - | Sim | Sim | Sim | Não | Sim | - |
| Pesca | Amadora/ Esportiva | - | - | - | Sim | Sim | Sim | Sim | Sim | - |
| Piscicultura | | - | - | | Sim | Sim | Sim | Sim | Sim | - |
| Evaporação | Evaporação Anual (mm) | | - | - | - | 1.536 | - | 1.660 | 1.526 | - |

Entre as três hidrelétricas restantes da seleção: Furnas, Serra da Mesa e Três Marias, a primeira e a última são situadas na região Sudeste enquanto Serra da Mesa na região Norte.

Como mencionado anteriormente, o Sistema Interligado Nacional é capaz de realizar intercâmbio de energia entre regiões, de modo a otimizar a geração elétrica. A partir de dados fornecidos pelo ONS (2017e) em suas publicações anuais de Dados Relevantes, foi elaborada a Tabela 4 com o balanço de energia anual, ou seja, a diferença entre a energia produzida em um ano no subsistema, e a demandada no mesmo.

Tabela 4: Balanço de energia anual dos subsistemas Norte e Sudeste-Centro Oeste. Fonte: Elaboração própria

| Balanço | | | | | | |
|---------|---------|---------|--|--|--|--|
| | GWh | | | | | |
| N s-co | | | | | | |
| 2015 | +15.936 | -96.473 | | | | |
| 2014 | +21.220 | -96.025 | | | | |
| 2013 | +15.942 | -85.672 | | | | |
| 2012 | +8.349 | -62.846 | | | | |
| 2011 | +7.587 | -86.059 | | | | |
| 2010 | +4.370 | -71.110 | | | | |
| 2009 | +9.870 | -72.418 | | | | |
| 2008 | +4.774 | -66.716 | | | | |
| 2007 | +535 | -74.593 | | | | |
| 2006 | +6.609 | -60.193 | | | | |
| 2005 | +2.920 | -69.738 | | | | |

Percebe-se pela Tabela 4 que ao longo dos anos de 2005 a 2015, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste atuou como importador de energia de outras regiões, enquanto o subsistema Norte atuou como exportador de energia.

Considerando que a região sudeste representa um grande consumidor energético e que a transmissão de eletricidade por grandes deslocamentos causa perdas significativas de energia, optou-se neste estudo por priorizar a instalação do sistema flutuante nesta região em relação à região norte.

Portanto, entre as hidrelétricas de Furnas e Três Marias, ambas localizadas em Minas Gerais, a primeira oferece maior potencial de geração, menor fator de capacidade médio e maior evaporação média anual, de modo a apresentar as condições mais favoráveis a implementação de um sistema flutuante fotovoltaico.

4.2.2 Levantamento de Dados

De modo a propor um sistema fotovoltaico flutuante são necessários a definição dos dados iniciais a serem inseridos no software de simulação.

4.2.2.1 Dados Climatológicos

As informações climatológicas de irradiação, temperatura e velocidade do vento que caracterizam a região de Furnas estão indicadas na Tabela 5.

Tabela 5: Dados climatológicos do Lago de Furnas. Fonte: Elaboração própria

| | Irradiação Irradiação Difusa Temperatur Global | | Temperatura | Velocidade do Vento |
|-----|---|-----------------------|-------------|------------------------|
| | kWh/m ² .d | kWh/m ² .d | °C | m/s |
| Jan | 5,36 | 2,61 | 23,80 | 2,69 |
| Fev | 5,46 | 2,40 | 24,00 | 2,76 |
| Mar | 5,12 | 2,07 | 23,40 | 2,70 |
| Abr | 4,97 | 1,56 | 22,40 | 2,50 |
| Mai | 4,43 | 1,20 | 19,80 | 2,52 |
| Jun | 4,33 | 0,95 | 18,70 | 2,48 |
| Jul | 4,54 | 0,99 | 20,00 | 2,58 |
| Ago | 5,15 | 1,23 | 22,90 | 2,78 |
| Set | 5,33 | 1,78 | 25,30 | 3,00 |
| Out | 5,64 | 2,20 | 25,70 | 3,16 |
| Nov | 5,61 | 2,51 | 24,20 | 3,12 |
| Dez | 5,36 | 2,62 | 23,60 | 3,02 |
| Ano | 5,11 | 1,84 | 22,80 | 2,80 |

4.2.2.2 Albedo

O albedo consiste da razão entre a quantidade de irradiação refletida por uma superfície e a irradiação incidente sobre mesma. O próprio PVsyst sugere alguns valores usuais de albedo, no entanto, como o sistema será posicionado sobre um corpo d'água, é necessário que o valor de albedo seja referente a este material. PINHO e GALDINO (2014) sugerem valores de albedo para diferentes superfícies, incluindo para água em diferentes posições do Sol (Tabela 6).

Tabela 6: Valores de albedo para corpo d'água. Fonte: PINHO e GALDINO, 2014

| Albedo para Água | | | | | |
|-------------------------------|--------|--|--|--|--|
| Ângulo entre Sol e superfície | Albedo | | | | |
| > 45° | 0,05 | | | | |
| 30° | 0,08 | | | | |
| 20° | 0,12 | | | | |
| 10° | 0,22 | | | | |

Visto que o valor do albedo varia ao longo do dia devido ao movimento da Terra, foi adotado o valor médio de albedo de 0,1.

4.2.2.3 Painel fotovoltaico e inversor

Segundo STRANGUETO (2016), os empreendimentos fotovoltaicos flutuantes existentes mais antigos utilizam painéis fotovoltaicos com módulos de silício monocristalino, enquanto os mais recentes utilizam módulos policristalinos, que constituem os módulos mais

empregados em sistemas fotovoltaicos atualmente. Portanto, foi selecionado um módulo fotovoltaico genérico para o projeto, cuja composição é de silício policristalino de 250 Wp e 60 células. Sua dimensão consiste de 1.640 mm de comprimento por 992 mm de largura e espessura de 50 mm. Adicionalmente, o módulo apresenta os parâmetros de tensão, corrente e eficiência apresentados na Tabela 7.

Tabela 7: Parâmetros de painel fotovoltaico genérico. Fonte: PVSYST, 2017

| Parâmetro | | Valor |
|----------------------------|------|---------------------------|
| Tecnologia | | Silício Policristalino |
| Eficiência nominal | % | 17,25 |
| Potência máxima | [Wp] | 251,5 |
| Tensão Máxima | [V] | 30,7 |
| Corrente Máxima | [A] | 8,18 |
| Corrente de Curto Circuito | [A] | 8,63 |
| Tensão de Circuito Aberto | [V] | 37,4 |

Visto que se deseja projetar uma usina fotovoltaica de grande capacidade, a escolha do inversor foi realizada com base no equipamento utilizado atualmente na maior usina solar flutuante do mundo. Em Anhui, na China, a usina de 40 MWp conta com inversores solares centrais do modelo SG2500-MV da empresa Sungrow. Inversores centrais são utilizados para aplicações de grande porte e a Sungrow disponibiliza no mercado diversos modelos de alta capacidade. Foi selecionado o modelo de inversor da Sungrow SG2000-MV, que apresenta características similares ao SG2500-MV, mas com menor potência, em que ambos contam com sistema de inversor e transformador. A ficha técnica do inversor é apresentada na Tabela 8.

Tabela 8: Parâmetros de inversor SG2000-MV. Fonte: Elaboração própria, a partir de dados de SUNGROW, 2017

| | | Valor | | | | | | |
|--|-----------|------------------------|--|--|--|--|--|--|
| Parâmetro | rarametro | | | | | | | |
| Entrada | СС | | | | | | | |
| Máxima tensão de entrada | [V] | 1.000 | | | | | | |
| Mínima tensão de entrada | [V] | 460-500 | | | | | | |
| Faixa de tensão de operação MPPT | [V] | 460-850 | | | | | | |
| Máxima corrente de Entrada | [A] | 4.880 | | | | | | |
| Número de entradas | Un | 16-32 | | | | | | |
| Saída CA | | | | | | | | |
| Potência Nominal | [kW] | 2.000 | | | | | | |
| Máxima potência de saída | [kVA] | 2.200 | | | | | | |
| Máxima corrente de saída | [A] | 4.032 | | | | | | |
| Faixa de tensão de CA | [kV] | 10-35 | | | | | | |
| Faixa de frequência de operação | [Hz] | 50/ 45-55, 60/ 55-65 | | | | | | |
| fp na potência nominal | | >0,99 | | | | | | |
| Eficiência máxima | % | 99 | | | | | | |
| Transform | nador | | | | | | | |
| Potência do transformador | [kVA] | 2.000 | | | | | | |
| Potência máxima do transformador | [kVA] | 2.200 | | | | | | |
| BT/MT tensão | [kV] | 0,315/10-35 | | | | | | |
| Proteç | ão | | | | | | | |
| Proteção de conexão inversão de CC | | sim | | | | | | |
| Proteção de entrada de CC | | Disjuntor de circuito | | | | | | |
| Proteção de inversão de saída | | Disjuntor de circuito | | | | | | |
| Proteção de saída de CA | | Disjuntor de circuito | | | | | | |
| Proteção de sobretensão | | Tipo II CC/ Tipo II CA | | | | | | |
| Monitoramento de rede/ monitoramento de falha | | sim/sim | | | | | | |
| Monitoramento de insolação | | sim | | | | | | |
| Proteção de sobreaquecimento | | sim | | | | | | |
| Característica | as Gerais | | | | | | | |
| Dimensões (L x A x P) | [mm] | 6.058 x 2.896 x 2.438 | | | | | | |
| Peso | [kg] | 17.000 | | | | | | |
| Temperatura de operação | [°C] | -35 ~ 60 | | | | | | |
| Faixa de umidade relativa aceitável | % | 0 - 95 | | | | | | |

Uma grande vantagem deste modelo de inversor é a sua alta resistência à umidade, o que é um requisito para equipamentos que ficam localizados nas proximidades de corpos d'água, principalmente em reservatórios de grande extensão.

4.2.3 Software PVsyst

A página inicial do software é ilustrada abaixo (Figura 53).



Figura 53: Página inicial PVsyst

Fonte: Elaboração própria a partir do Software PVsyst

Devido à oferta limitada de dados fornecidos no próprio Software, antes de qualquer simulação, foram inseridas as informações de irradiação, temperatura e velocidade do vento encontradas no Lago de Furnas. Para tal, foi selecionada a função "*Databases*" indicada na Figura 54 pela seta 1, onde foram inseridas as informações na base de dados do PVsyst como ilustrado na Figura 54.

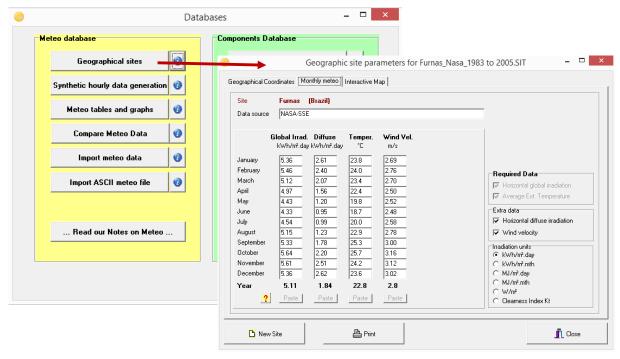


Figura 54: Página de inserção de dados climáticos do PVsyst

Após salvar os dados, volta-se a página inicial (Figura 53) e inicia-se a simulação por "*Project Design*" indicado pela seta 2. Visto que se deseja projetar um sistema fotovoltaico conectado à rede, será selecionado o modo de simulação "*Grid-Connected*" (seta 3).

O início da simulação do sistema conta com 5 etapas iniciais.

- Definição do nome do projeto;
- Definição do local do projeto;
- Seleção do arquivo de dados meteorológicos;
- Definição das configurações do projeto; e
- Definição das variáveis do sistema fotovoltaico.

As etapas são indicadas por seus respectivos números na Figura 55. As etapas 1, 2 e 3 consistem da definição dos dados iniciais de projeto e da seleção do arquivo salvo com as informações climatológicas do Lago de Furnas. Já na etapa 4, em que são definidas as configurações do projeto, o valor do albedo pode ser definido de acordo com o material onde será instalado o sistema fotovoltaico. É dado como default o valor de 0,2, no entanto, é oferecida a opção de inserção manual do albedo, a qual foi utilizada para modificação de 0,2 para 0,1.

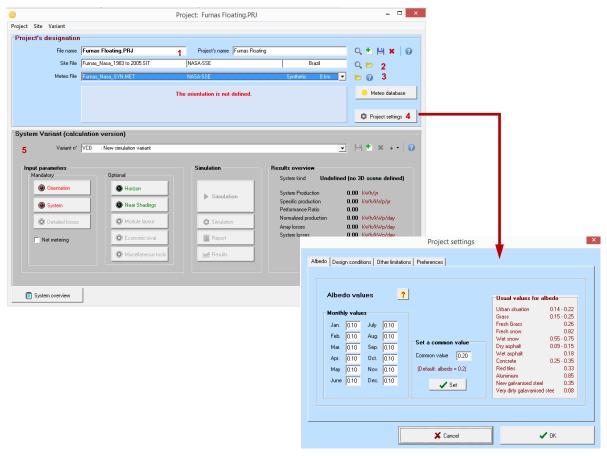


Figura 55: Definição de albedo no PVsyst

Definidas as configurações do projeto, prossegue-se para a etapa 5 de definição das variáveis do sistema. Primeiramente, é definida a orientação dos painéis, indicado por 5.1 na Figura 56.



Figura 56: Orientação dos painéis no PVsyst

Na função de orientação dos painéis, define-se a inclinação do módulo em relação ao plano horizontal e a angulação em relação ao Norte Magnético, bem como o tipo de sistema. Foi selecionado o tipo mais utilizado para painéis solares flutuantes existentes, o de inclinação fixa. Quanto às inclinações, o software oferece a análise de otimização desses parâmetros, chegando ao resultado ótimo de 30° com o plano horizontal e 0° com o Norte geográfico.

Em seguida, é realizada a configuração do sistema a partir da seleção dos módulos e inversores por meio da função System indicado por 5.2 na Figura 57.

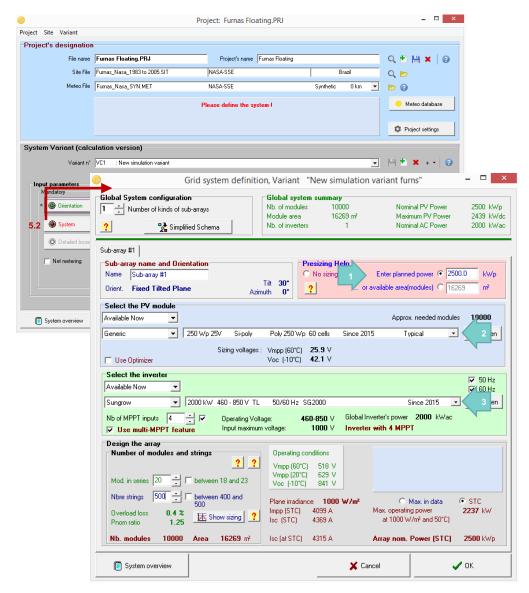


Figura 57: Definição de parâmetros do sistema no PVsyst

Na página de configuração do sistema foram inseridos três dados: a potência desejada do projeto (seta 1) e os modelos selecionados de módulos (seta 2) e inversores (seta 3).

O dimensionamento do sistema flutuante fotovoltaico será realizado com base na potência de geração da usina desejada. Considerando que se deseja aproveitar os subsistemas elétricos existentes da Hidrelétrica de Furnas, este valor será definido de acordo com a subutilização destes sistemas. Para tal, assume-se que estes foram dimensionados de acordo com a potência nominal da de Furnas, ou seja, para 1.216 MW. Portanto, será adotado que a máxima geração do sistema fotovoltaico deva ser equivalente à diferença das gerações máxima, de 1.216 MW, e a média semanal, de 461,4 MWmed, resultando em um valor de 755 MW.

Um sistema deste porte, representaria a maior usina fotovoltaica flutuante do mundo e um dos maiores sistemas fotovoltaicos em terra. Atualmente a China está em processo de construção de uma mega planta fotovoltaica, o Tengger Desert Solar Park, com potência de 1.550 MW, em que 850 MW já foram instalados (CLOVER, 2017; QUANTUMENGENHARIA, 2017).

O montante de 755 MW não será instalado em somente um bloco, portanto foi determinada a divisão em blocos de geração de 2.500 kWp. Este valor foi inserido no campo indicado pela seta 1 e será utilizado como base para o dimensionamento e configuração do modelo fotovoltaico elaborado pelo software.

Após inserção dos modelos de módulos e inversores, o PVsyst sugere o número de módulos em série, o número de *strings* (linhas de painéis) necessários para alcançar a potência requerida e o número de inversores com capacidade adequada para o bloco. O resultado é sintetizado na Tabela 9.

Tabela 9: Sumário global do bloco de geração de 2.500 kWp. Fonte: Elaboração própria

| Sumário Global do Bloco de 2500 kWp | | | | | | |
|-------------------------------------|-------------------|--------|--|--|--|--|
| Número de módulos | | 10.000 | | | | |
| Área ocupada | [m ²] | 16.269 | | | | |
| Potência nominal FV | [kWp] | 2.500 | | | | |
| Máxima potência FV | [kWcc] | 2.439 | | | | |
| Potência nominal CA | [kWca] | 2.000 | | | | |
| Número de inversores | | 1 | | | | |
| Módulos em série | | 20 | | | | |
| Número de strings | | 500 | | | | |

Definida a configuração geral do bloco gerador, é detalhada a disposição das strings para cálculo do sombreamento gerado pela proximidade das próprias placas fotovoltaicas (Figura 58).

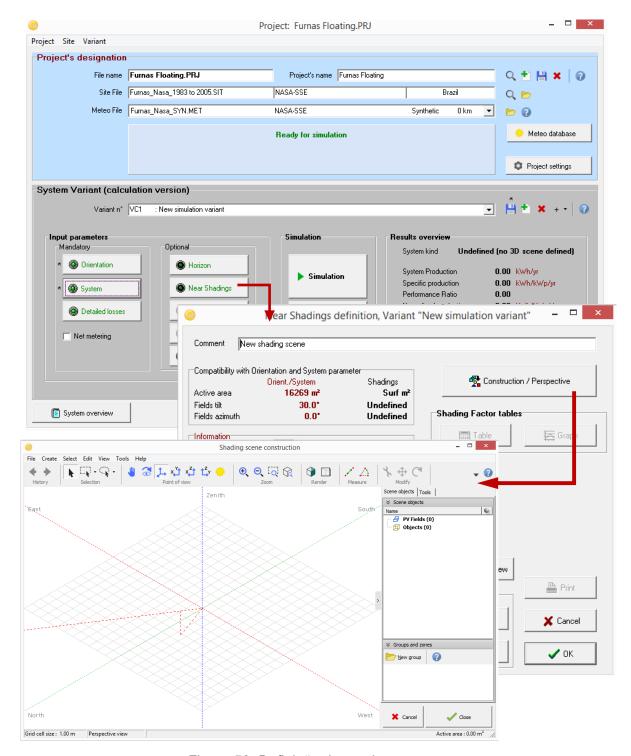


Figura 58: Definição de sombreamento

O PVsyst permite o fácil dimensionamento de sistemas fotovoltaicos em que os módulos são dispostos em série em uma mesa e as mesas são posicionadas paralelas uma a outra em linhas. O sistema é modelado em 3D para permitir a visualização e facilitar a disposição dos arranjos de acordo com o desejado pelo usuário.

Para criar um conjunto de mesas paralelas é selecionada a função "create"/"PV tables as sheds" (Figura 59). Ao acionar esta função, será inserido à grade um conjunto de três mesas que podem ser configuradas de maneira geral ou por módulo.

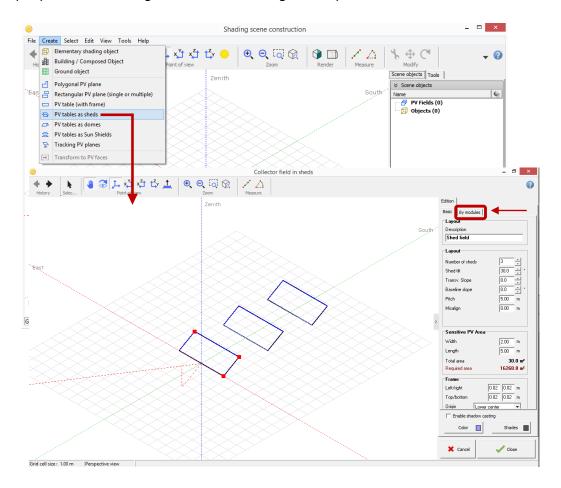


Figura 59: Disposição de mesas de painéis fotovoltaicos

Fonte: Elaboração própria a partir do Software PVsyst

No modo de edição por módulo foram estabelecidas as condições de 20 módulos fotovoltaicos por mesa, orientação de paisagem dos painéis e espaçamento de 0,1 m entre os módulos (Figura 60).

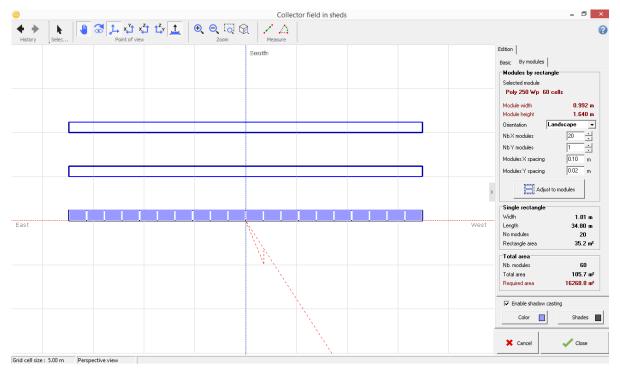


Figura 60: Definição de painéis na mesa

No modo de edição geral são definidas a quantidade de linhas de mesas e o espaçamento entre as linhas, além das dimensões da moldura dos módulos. De modo a facilitar a visualização e a harmonizar as dimensões do bloco de geração de 2.500 kWp, foi determinada a divisão da totalidade de *strings* em 5 colunas, cada uma com 100 linhas. Uma coluna e suas configurações podem ser visualizadas pela Figura 61.

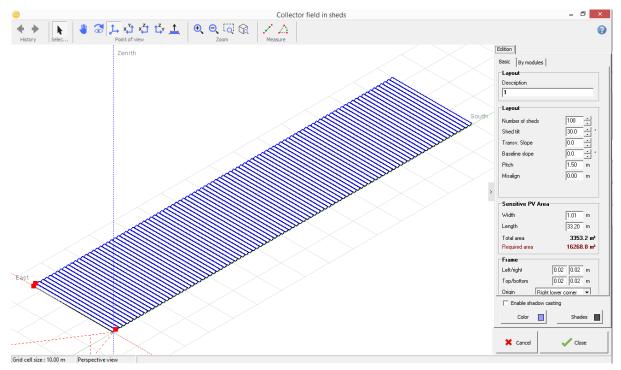


Figura 61: Configuração de mesas em linhas

Por fim, a coluna especificada acima foi duplicada até formar 5 colunas de modo a completar os 10.000 módulos do bloco de geração. As dimensões de moldura do painel foram mantidas como sugerido pelo software com 0,02 m ao longo de toda a extensão.

Para estabelecer o espaçamento entre linhas e colunas de painéis, foi necessário definir primeiro as dimensões das boias que formarão a plataforma flutuante. A flutuação é realizada por dois tipos de boias, a principal que sustenta o painel e a de secundária que funciona para conexão respectivamente ilustradas pela Figura 62 com as dimensões desejadas.

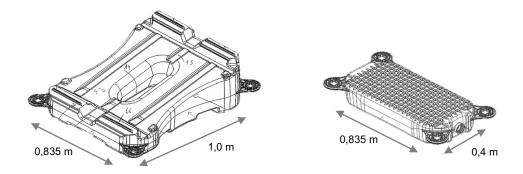


Figura 62: Boias principal e secundária

Fonte: Adaptado de CIEL ET TERRE, 2016

A passagem entre *strings* e séries de painéis será realizada por essa plataforma flutuante, em que as linhas de boia são formadas por conexão das boias secundárias e as colunas por intercalação de boias principais e secundárias. Em torno de todo o bloco de geração, é disposta uma linha/coluna de boias sem painéis, para aprimorar a flutuação geral do sistema.

Com objetivo de reduzir o número de boias necessárias para o bloco, ao invés de fornecer colunas de boias entre todas as colunas de módulos, foi estabelecida uma coluna de boias a cada duas colunas de módulos. Nesta disposição, elimina-se a necessidade de duas colunas flutuantes em um bloco de geração de 2.500 kWp e como resultado, a distância máxima entre uma coluna de boias de acesso e um painel fica equivalente a 20 módulos.

Dessa forma, foi estabelecido um espaçamento de 1,5 m entre linhas e 0,1 m entre as colunas 1 e 2, e entre 3 e 4, e um espaçamento de 1,87 m entre as colunas 2 e 3, e 4 e 5. A configuração, bem como os espaçamentos são ilustrados pelas Figuras 63 e 64, em que os módulos estão representados de preto e as boias de cinza.

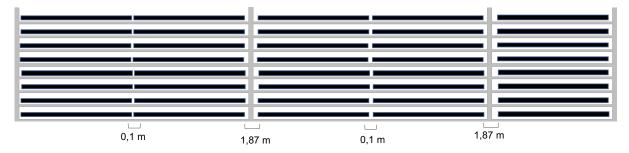


Figura 63: Vista superior parcial do bloco de geração com espaçamento detalhado

Fonte: Elaboração própria



Figura 64: Espaçamento entre linhas de painéis

Fonte: Elaboração própria

Nesta configuração, incluindo as boias flutuantes ao redor de todo o bloco, o sistema de 2500 kWp ocupará uma seção de 172,8 m por 151,2 m, totalizando uma área de 26.127,36 m². Comparando esta área com a obtida somente pela ocupação dos módulos (16.269 m²), como indicado na Tabela 9, é possível perceber que as boias de flutuação representam um aumento significativo na extensão ocupada pelo bloco de geração.

A visão resultante do bloco de geração desenvolvido no PVsyst é ilustrada na Figura 65.

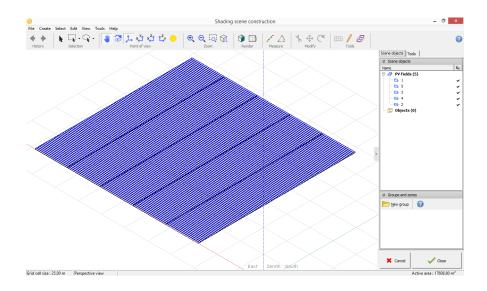


Figura 65: Visão geral do bloco de geração de 2,5 MWp

Fonte: Elaboração própria a partir do Software PVsyst

Após a construção do cenário é possível realizar uma simulação de sombreamento. Para facilitar a visualização do efeito de sombras de um painel em outro, a simulação de sombreamento foi executada para somente 20 linhas de uma das colunas, em que o resultado é mostrado na Figura 66 e na Figura 67.

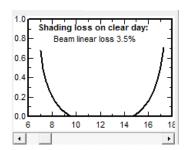


Figura 66: Perda por sombreamento

Fonte: Elaboração própria a partir do Software PVsyst

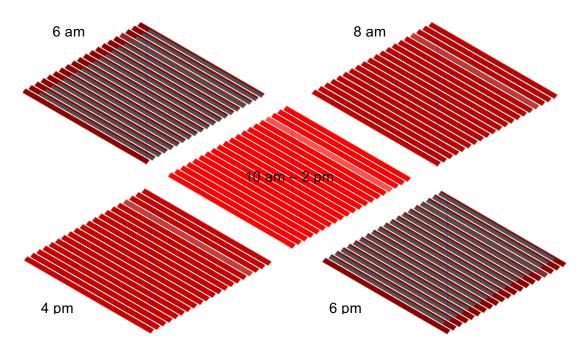


Figura 67: Sombreamento resultante da disposição dos painéis

Percebe-se que a disposição de painéis escolhida para o projeto proporciona muito sombreamento nos horários de nascer e de pôr do Sol, pouco sombreamento nas horas de menor irradiação (de 8 às 10 da manhã e de 4 às 6 da tarde) e nenhum sombreamento entre 10 da manhã e 2 da tarde, horário de maior irradiação solar. Como resultado, o software calculou, para um dia de céu claro, a perda por sombreamento de 1,6%.

Como última etapa antes da simulação geral do bloco de geração, é utilizada a ferramenta "Module Layout" para realizar a disposição geométrica de módulos e suas interconexões como strings (Figura 68). Esta etapa permite um cálculo preciso dos efeitos elétricos do sombreamento parcial dos painéis fotovoltaicos.

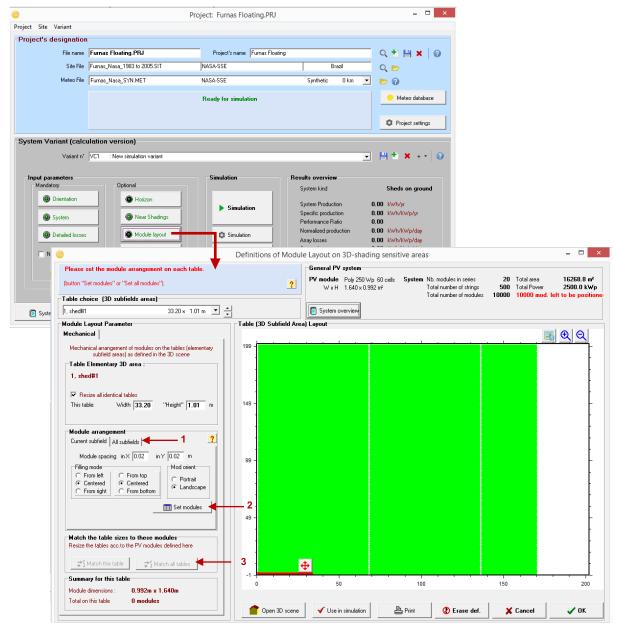


Figura 68: Definição da disposição geométrica do bloco de geração

A disposição geométrica é realizada sobre as áreas 3D elaboradas na etapa anterior de sombreamento. Inicia-se o processo por ajuste dos módulos em função do alinhamento dos painéis na mesa. De modo a configurar todos os módulos de uma só vez, é selecionado o modo "all subfields" indicado pela seta 1 e em seguida pressiona-se a função "set modules" indicado pela seta 2 para entrar com as opções selecionadas. Após definição dos módulos é habilitada a função "Match all tables" (seta 3) para configurar todas as mesas de acordo com a disposição estabelecida anteriormente.

Como resultado, cada mesa, neste caso representando toda a área de ocupação de uma linha de 20 módulos, foi dimensionada com 33,2 m de comprimento e 1 m de largura.

Após a definição dos parâmetros mecânicos, são definidos os parâmetros elétricos do sistema na aba "Electrical" (Figura 69).

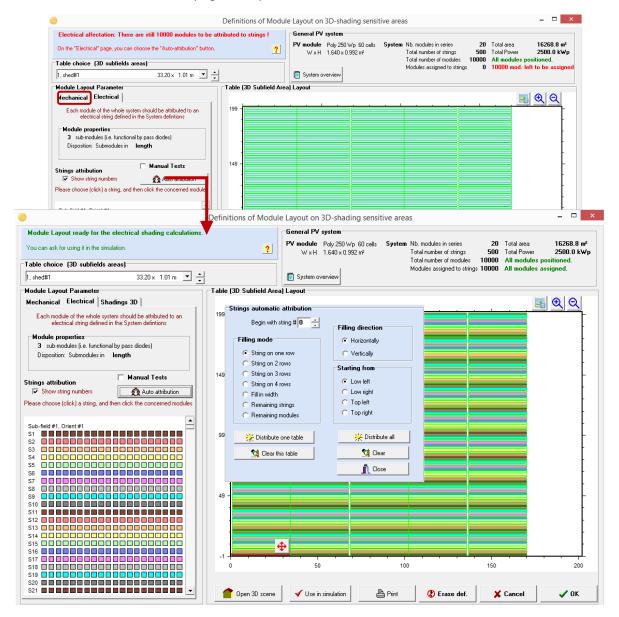


Figura 69: Definição de parâmetros elétricos

Fonte: Elaboração própria a partir do Software PVsyst

Neste modo, deve-se atribuir a cada módulo, uma *string* e um inversor a que será conectado. Visto que todo o bloco gerador será conectado a somente um inversor, é possível executar a auto atribuição do software (seta) e finalizar com "*Distribute all*".

Enfim, é possível a realização da simulação do bloco de geração de 2.500 kWp (Figura 70).

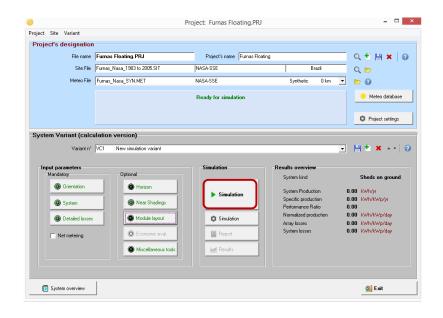


Figura 70: Menu principal do modo grid connected do software PVsyst

Para o modelo projetado de 10.000 módulos, com capacidade instalada de 2.500 kW, a simulação resultou em uma produção de energia de 4.005 MWh/ano. Demais resultados são sintetizados na Tabela 10.

Tabela 10: Resultados obtidos da simulação do PVsyst. Fonte: Elaboração própria

| | Irradiação Global Horizontal | Irradiação Difusa Horizontal | Temperatura Ambiente | Irradiação Global no Plano do Módulo | Irradiação Global Efetiva | Potência Efetiva na Saída da String | Potência Injetada no Sistema | Razão de Performance |
|-----|------------------------------------|------------------------------------|-------------------------|--|---------------------------------|---|------------------------------------|-------------------------|
| | kWh/m² | kWh/m ² | °C | kWh/m² | kWh/m² | MWh | MWh | |
| Jan | 166,2 | 80,9 | 23,8 | 142,3 | 129,2 | 284,1 | 280,5 | 0,789 |
| Fev | 152,9 | 67,2 | 24,0 | 140,9 | 129,4 | 283,6 | 280,1 | 0,795 |
| Mar | 158,7 | 64,2 | 23,4 | 163,0 | 151,3 | 328,8 | 324,8 | 0,797 |
| Abr | 149,1 | 46,8 | 22,4 | 174,7 | 164,8 | 355,6 | 351,2 | 0,804 |
| Mai | 137,3 | 37,2 | 19,8 | 181,4 | 170,3 | 374,3 | 369,7 | 0,815 |
| Jun | 129,9 | 28,5 | 18,7 | 184,1 | 170,9 | 376,8 | 372,5 | 0,809 |
| Jul | 140,7 | 30,7 | 20,0 | 194,4 | 181,8 | 396,8 | 329,0 | 0,807 |
| Ago | 159,7 | 38,1 | 22,9 | 198,2 | 188,4 | 402,3 | 397,5 | 0,802 |
| Set | 159,9 | 53,4 | 25,3 | 174,0 | 163,5 | 348,1 | 343,9 | 0,791 |
| Out | 174,8 | 68,2 | 25,7 | 168,1 | 155,4 | 334,6 | 330,6 | 0,787 |
| Nov | 168,3 | 75,3 | 24,2 | 146,2 | 133,3 | 291,6 | 287,9 | 0,788 |
| Dez | 166,2 | 81,2 | 23,6 | 139,0 | 125,5 | 278,0 | 274,4 | 0,79 |
| Ano | 1.863,7 | 671,7 | 22,8 | 2.006,3 | 1.863,7 | 4.054,5 | 4.005,1 | 0,799 |

Em que o parâmetro Razão de Performance representa a razão entre a produção de energia útil e a produção de energia normalizada, em outras palavras, é a diferença entre a energia que foi gerada e as perdas do sistema devido ao arranjo fotovoltaico e inversor (Figura 71).

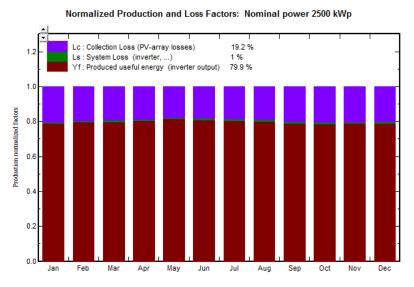


Figura 71: Produção normalizada

Percebe-se pela Figura 71, que as perdas coletivas por configuração dos painéis representam uma parcela muito maior do que as perdas do sistema resultantes da operação do inversor. Adicionalmente, a variação mensal das perdas é quase imperceptível, se mantendo próximo dos 21% ao longo de todo o ano. Esta pequena oscilação intra-anual representa uma maior segurança para a geração elétrica, pois indica uma maior previsibilidade de geração.

4.2.4 Aplicação do Projeto no Reservatório

A decisão pela configuração do sistema flutuante em blocos de 2,5 MW permite que a instalação seja feita para a capacidade desejada, não sendo limitada pelo total equacionado de 755 MW. Portanto, a projeção do sistema sobre o lago de Furnas foi realizada para as capacidades de 20 MW, 40 MW, 100 MW, 250 MW e 755 MW.

A projeção dos módulos de geração fotovoltaica foi realizada para permitir a visualização da área a ser ocupada pelos painéis, bem como para identificar as regiões que seriam afetadas pelos mesmos. Foram utilizados retângulos representativos de três tamanhos e tons de cinza, o menor e mais claro simboliza um único bloco de geração de 2,5 MW, o médio simboliza quatro blocos de 2,5 MW totalizando 10 MW e o maior retângulo e de tom mais escuro, representa 16 blocos totalizando 40 MW (Figura 72).

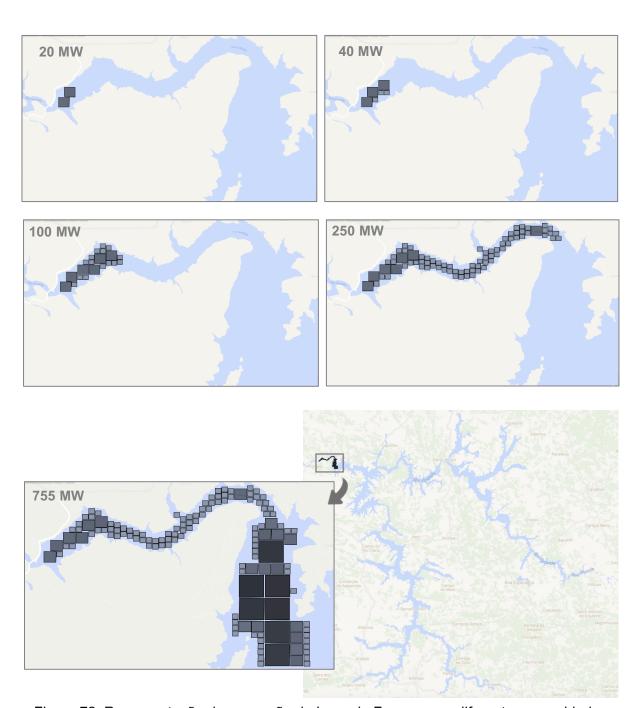


Figura 72: Representação da ocupação do Lago de Furnas para diferentes capacidades fotovoltaicas

Fonte: Elaboração própria a partir do GOOGLE MAPS

Os blocos foram posicionados de modo que os primeiros módulos sejam instalados próximos à barragem e à medida que se evolui com a instalação, o curso d`água vai sendo ocupado. Entre todos os blocos de geração de 2,5 MW foi assumido um espaçamento mínimo de 5 m para permitir a navegação de pequenas embarcações para realizar a manutenção e limpeza dos módulos. A disposição dos blocos ilustrada é somente exemplificativa. A

instalação de um projeto real deverá contar com estudos mais aprofundados de variação do nível d'água, de modo a garantir que os painéis se mantenham sobre o espelho d'água mesmo em ocasiões de estiagem que levem o reservatório a um estado de volume útil nulo.

Em relação ao sistema de ancoragem, sugere-se a opção por ancoradouros de fundo, similares aos aplicados ao sistema flutuante no reservatório da Hidrelétrica de Alto Rabagão, que possui profundidade próxima de 60 m, valor ainda inferior a profundidade máxima do reservatório de Furnas de 90 m (MELO, 2015). Os cabos submersos que mantém a plataforma flutuante no lugar, também são capazes de lidar com variações de nível d'água de até 30 m (ALTENERGYMAG, 2017; KAUFMAN, 2017). Esta solução ao invés da ancoragem em terra evita que os cabos de amarração impeçam a navegação ao longo das margens do reservatório.

O posicionamento dos inversores pode ser feito tanto sobre estruturas de flututação sobre o lago, opção utilizada na planta de 40 MWp em Anhui na China (Figura 73), quanto em terra, cuja aplicação é convencionalmente adotada.



Figura 73: Usina flutuante em Anhui, China

Fonte: OSBORNE, 2017

Quanto ao entorno do lago, foram identificados a partir do Google Maps residências, hospedagens, pontos turísticos, marinas e estações de piscicultura que estão localizados nas proximidades da área ocupada pelos painéis (Figura 74).



Figura 74: Identificação de atividades no entorno da área de instalação dos painéis

Fonte: Elaboração própria a partir do GOOGLE MAPS

Ao longo do curso d`água estreito, a ocupação próxima ao lago é perto de inexistente. Foram identificados dois condomínios residenciais ainda em fase de construção, uma hospedagem e dois pontos turísticos que podem sofrer com a ocupação do lago, ao ser impedida a navegação, seja para transporte ou lazer, entre os painéis.

Quanto à área onde o lago se expande, as margens contam ainda com baixa ocupação, com presença de algumas residências ao seu longo. Devido à maior disponibilidade de espaço, neste trecho foi mantida uma faixa mínima de 100 m até as margens, de modo que as atividades de lazer no lago não sejam prejudicadas pelo sistema flutuante.

Adicionalmente, dentre as estações de piscicultura identificadas, a que se situa mais próxima dos painéis está a uma distância de 300 m, de modo a não sofrer interferência dos mesmos.

As atividades que serão mais impactadas, portanto, serão a navegação e a pesca. Para deslocamentos ao longo das margens do reservatório, com exceção do curso d'água estreito, acredita-se que o transporte hidroviário não será prejudicado. No entanto, para realizar a travessia do lago até a margem oposta, os painéis se tornam um obstáculo. De modo a solucionar este empecilho, é possível espaçar os blocos de geração em locais

estratégicos de maior circulação de embarcações. Para tal, é recomendado a realização de estudos da demanda no local.

Quanto à pesca, esta atividade não será permitida no entorno, tampouco entre os blocos de geração. Equipamentos utilizados, tais como redes e linhas de pesca podem ser emaranhadas com os cabos elétricos e unidades de ancoragem comprometendo a integridade do módulo fotovoltaico, bem como colocando em risco o pescador.

4.2.5 Análise Financeira

A avaliação financeira do projeto pretende fazer uma estimativa simplificada dos custos de implementação do sistema, bem como prever o tempo de retorno de tal investimento. Para realizar esta estimativa diversas premissas foram selecionadas com base em sistemas similares existentes, como será descrito abaixo.

Diversos sistemas fotovoltaicos flutuantes se encontram em operação em reservatórios de água ao redor do mundo. No entanto, esta aplicação em reservatórios de hidrelétricas ainda está em fase de estudo e, portanto, existem poucas referências de custo específico para esta instalação na literatura.

Os projetos de 5 MW elaborados para cada uma das usinas de Balbina e Sobradinho tiveram investimento combinado previsto de R\$ 100 milhões das empresas Eletronorte e Chesf, resultando em um custo aproximado de R\$ 10/W (MME, 2016).

Em relação à usina de Porto Primavera, o investimento foi de R\$ 23 milhões da Companhia Elétrica de São Paulo para uma capacidade instalada de 500 kW em terra e 50 kW flutuante (ENERGIA SP, 2016). Para este projeto, o custo por unidade de energia foi de R\$ 41,8/W, no entanto, visto que o sistema é majoritariamente baseado em terra, considerase que este valor não é representativo do custo de usinas flutuantes.

Quanto à usina de Alto Rabagão em Portugal, com potência instalada de 220 kW recebeu investimento de 450 mil euros (DN, 2017). Utilizando a cotação do euro (COTAÇÃO, 2017) consultada em 17 de agosto de 2017, em que um euro equivale a R\$ 3,864, o investimento seria de R\$ 1.738.800, resultando em um custo de R\$ 7,9/W.

Em comparação a usinas em lagos ou reservatórios convencionais, o custo é semelhante ao encontrado nos casos de hidrelétricas. Por exemplo, a planta fotovoltaica flutuante em Jamestown, na Austrália, com 4 MW projetados pela Ciel et Terre, teve custo equivalente a R\$ 10,7/W (CIEL ET TERRE, 2015). No Japão, a combinação de dois sistemas flutuantes na província de Hyogo totalizando 2 MW resultaram em um custo de R\$ 8,83/W (KATO, 2016). Já as plantas na Inglaterra, como a situada no reservatório de Queen Elizabeth

II Farm com 6,3 MW e no reservatório de Godley com 3 MW, apresentaram respectivamente custo de R\$ 4,17/W e R\$ 5,10/W (BRITTON, 2015; FERNANDEZ, 2016).

Entre os casos mencionados, somente as plantas na Inglaterra apresentaram valores mais baixos do que a faixa média entre 8 e 10 reais por watt. Portanto, será adotado para a análise financeira do projeto em estudo o valor de R\$ 10/W, em que estão incluídos todos os custos de instalação, materiais e equipamentos. Desta maneira, para cada bloco de geração de 2,5 MWp, o custo de investimento será de R\$ 25 milhões.

Estima-se que o custo de investimento de sistemas fotovoltaicos com maiores capacidades será proporcional ao custo de uma usina de 2,5 MW. Portanto, uma planta fotovoltaica flutuante de 20 MWp teria custo de investimento de R\$ 200 milhões, uma de 40 MWp custaria R\$ 400 milhões, para uma planta de 100 MWp seriam necessários R\$ 1 bilhão, uma de 250 MWp teria custo de R\$ 2,5 bilhões e, por fim, uma usina de 755 MWp requereria um investimento total de R\$ 7,5 bilhões.

O cálculo de tempo de retorno do investimento será realizado levando em consideração o preço de venda da energia, bem como a taxa de degradação natural dos painéis fotovoltaicos e o custo anual aproximado de operação de manutenção (O&M) da planta fotovoltaica. O 2º Leilão de Energia de Reserva de 2015 (2º LER/2015) foi o último leilão realizado destinado à contratação de energia proveniente de empreendimentos eólicos e fotovoltaicos. Neste leilão, o preço médio de venda da energia fotovoltaica foi R\$ 297,75/MWh, variando de R\$ 290,00 a R\$ 302,90/MWh (EPE, 2016c). Em 2016 estava prevista a realização do 2º Leilão de Energia de Reserva de 2016, no entanto, devido à redução nas projeções de carga de energia elétrica para os próximos anos, o MME decidiu cancelar o leilão. Apesar do cancelamento, chegou a ser estabelecido um preço-teto de R\$ 320,00/MWh para projetos solares fotovoltaicos (EPE, 2017b; EPE, 2016d).

A princípio, será proposto início de operação da usina fotovoltaica projetada para janeiro de 2018 e adotado então, o valor de venda inicial de R\$ 300,00/MWh. Neste cenário será adotado um aumento de 3% ao ano, o que se aproximaria de um ajuste de inflação anual baixo.

Em relação aos custos de operação e manutenção da planta, foi estabelecido o valor da ordem de 1,0% do custo total de investimento, a mesma relação encontrada entre os empreendimentos que comercializaram energia no 2º LER/2015 (EPE, 2016c). Portanto, para o sistema de geração de 2,5 MWp o custo anual com O&M será de R\$ 250.000,00.

Quanto à perda de geração ocasionada pela degradação natural das células fotovoltaicas será admitida uma perda de eficiência de 0,5% ao ano, valor selecionado entre faixa típica de 0,5 a 1% ao ano sugerido por PINHO e GALDINO (2014).

O tempo de retorno foi estimado com base na arrecadação total acumulada resultante da geração da usina fotovoltaica, a partir da equação (2), em que a Tabela 11, com os resultados detalhados, é representada abaixo.

$$T_a = \sum_{a=2018}^{2043} (Cv_a * G_a - C_{0\&M})$$
 (2)

Tabela 11: Arrecadação com geração fotovoltaica. Fonte: Elaboração própria

| | Geração | Custo de Venda | Arrecadado | Custo com O&M | Total Acumulado |
|------|----------|----------------------|--------------|------------------|--------------------|
| | MWh | R\$/MWh | R\$ | R\$ | R\$ |
| 2018 | 4.005,00 | 300,00 | 1.201.500,00 | 250.000,00 | 951.500,00 |
| 2019 | 4.003,00 | 309,00 | 1.236.926,23 | 250.000,00 | 1.938.426,23 |
| 2020 | 3.982,98 | 318,27 | 1.267.663,84 | 250.000,00 | 2.956.090,07 |
| 2021 | 3.963,07 | 327,82 | 1.299.165,29 | 250.000,00 | 4.005.255,36 |
| 2022 | 3.943,25 | 337,65 | 1.331.449,55 | 250.000,00 | 5.086.704,91 |
| 2023 | 3.923,54 | 347,78 | 1.364.536,07 | 250.000,00 | 6.201.240,98 |
| 2024 | 3.903,92 | 358,22 | 1.398.444,79 | 250.000,00 | 7.349.685,77 |
| 2025 | 3.884,40 | 368,96 | 1.433.196,14 | 250.000,00 | 8.532.881,92 |
| 2026 | 3.864,98 | 380,03 | 1.468.811,07 | 250.000,00 | 9.751.692,98 |
| 2027 | 3.845,65 | 391,43 | 1.505.311,02 | 250.000,00 | 11.007.004,01 |
| 2028 | 3.826,42 | 403,17 | 1.542.718,00 | 250.000,00 | 12.299.722,01 |
| 2029 | 3.807,29 | 415,27 | 1.581.054,54 | 250.000,00 | 13.630.776,55 |
| 2030 | 3.788,26 | 427,73 | 1.620.343,75 | 250.000,00 | 15.001.120,30 |
| 2031 | 3.769,31 | 440,56 | 1.660.609,29 | 250.000,00 | 16.411.729,59 |
| 2032 | 3.750,47 | 453,78 | 1.701.875,43 | 250.000,00 | 17.863.605,03 |
| 2033 | 3.731,71 | 467,39 | 1.744.167,04 | 250.000,00 | 19.357.772,07 |
| 2034 | 3.713,06 | 481,41 | 1.787.509,59 | 250.000,00 | 20.895.281,65 |
| 2035 | 3.694,49 | 495,85 | 1.831.929,20 | 250.000,00 | 22.477.210,85 |
| 2036 | 3.676,02 | 510,73 | 1.877.452,64 | 250.000,00 | 24.104.663,50 |
| 2037 | 3.657,64 | 526,05 | 1.924.107,34 | 250.000,00 | 25.778.770,84 |
| 2038 | 3.639,35 | 541,83 | 1.971.921,41 | 250.000,00 | 27.500.692,25 |
| 2039 | 3.621,15 | 558,09 | 2.020.923,65 | 250.000,00 | 29.271.615,90 |
| 2040 | 3.603,05 | 574,83 | 2.071.143,61 | 250.000,00 | 31.092.759,51 |
| 2041 | 3.585,03 | 592,08 | 2.122.611,53 | 250.000,00 | 32.965.371,03 |
| 2042 | 3.567,11 | 609,84 | 2.175.358,42 | 250.000,00 | 34.890.729,46 |
| 2043 | 3.549,27 | 628,13 | 2.229.416,08 | 250.000,00 | 36.870.145,54 |

Como resultado, o modelo de 2,5 MWp apresentou retorno do investimento em 19 anos, chegando em dezembro de 2037 ao montante de R\$ 25.778.770,84. Adicionalmente, ao final de 2043, o sistema apresentaria lucro acumulado de R\$ 11.870.406,27.

Visto que tanto o custo de investimento da usina quanto a geração foram estimados como sendo proporcionais ao W instalado, o tempo de retorno para os sistemas de 20 MWp, 40MWp, 100 MWp, 250 MWp e 755 MWp são os mesmos.

Ademais, o reservatório da usina hidrelétrica deixará de perder um volume de água por evaporação devido à ocupação de parte do espelho d'água pelos módulos fotovoltaicos. Esta água, que era perdida quando não havia cobertura, passa a servir para geração adicional de energia e, consequentemente, gera arrecadação pela venda desta eletricidade. Anteriormente, foi estabelecida a evaporação anual no lago de Furnas de 1.536 mm. A taxa de redução de evaporação foi sugerida por SAHU *et al.* (2015) para 50% em estruturas construídas pelo homem, o que se aplica ao reservatório de hidrelétrica. Quanto à área de ocupação dos painéis, esta será definida de acordo com a capacidade instalada fotovoltaica, sendo sempre proporcional à área de ocupação do bloco de 2,5 MWp. O volume de água economizado foi calculado através da equação (3).

$$Ve = Ea * A * r \tag{3}$$

Por fim, foi feito cálculo da vazão resultante do volume de água economizado, que será passível de turbinamento e geração de energia adicional (equação 4). Os resultados de vazões para cada capacidade projetada foram sintetizados na Tabela 12.

$$Q_{ev} = \frac{Ev * A}{3.135.600} \tag{4}$$

Tabela 12: Água economizada pela cobertura parcial do lago. Fonte: elaboração própria

| Capacidade Instalada | Área de Cobertura | Volume de Água Economizado | Vazão Economizada Resultante |
|----------------------|-------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| MWp | m^2 | m^3 | m³/s |
| 2,5 | 26.127,4 | 20.065,8 | 0,00064 |
| 20 | 209.018,9 | 160.526,5 | 0,00509 |
| 40 | 418.037,8 | 321.053,0 | 0,01018 |
| 100 | 1.045.094,4 | 802.632,5 | 0,02545 |
| 250 | 2.612.736,0 | 2.006.581,2 | 0,06363 |
| 755 | 7.890.462,7 | 6.059.875,4 | 0,19216 |

A partir dos dados de vazão, foi possível realizar a estimativa do ganho financeiro com esta energia gerada. A razão geração/vazão média obtida foi 6.469,5 MWh/m³.s⁻¹. A energia elétrica proveniente da Hidrelétrica de Furnas é comercializada em regime de cotas. Isto é, cabe à Aneel estabelecer as tarifas de venda de energia de usinas neste regime, com reajuste previsto para julho de cada ano. No dia 4 de julho de 2017 foi aprovado para o segundo semestre do mesmo ano, o reajuste da receita anual de geração para as usinas em regime de cotas para tarifa média de R\$ 61,12/MWh. Já para o primeiro semestre de 2018, a tarifa

será de R\$ 63,34/MWh (ANEEL, 2017b), o que representa um aumento de 3,63% em relação ao semestre anterior.

Comparativamente, este valor de venda energética é muito inferior ao preço médio obtido no último leilão de geração realizado em 2016, que apresentou para os empreendimentos hidrelétricos valor médio de R\$ 175,80/MWh (ANEEL, 2016). Apesar da grande diferença de preços, o valor a ser considerado na análise será o em regime de cotas de modo a se aproximar da realidade econômica de Furnas.

Os valores de arrecadação, foram então calculados a partir da equação (5) para cada ano dos 25 anos de vida útil da usina com uma tarifa inicial de R\$ 63,34/MWh e ajuste semestral de 3,63% (Tabela 13).

$$Va_a = Qr * R * Cv_a \tag{5}$$

Tabela 13: Valor arrecadado com água adicional. Fonte: Elaboração própria

| Valor Arrecadado com Água Adicional | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|-----------|-----------|------------|------------|--------------|--------------|--|--|--|
| | R\$ | | | | | | | | |
| | 2,5 | 20,0 | 40,0 | 100,0 | 250,0 | 755,0 | | | |
| 2018 | 260,73 | 2.085,87 | 4.171,75 | 10.429,37 | 26.073,42 | 78.741,74 | | | |
| 2019 | 270,20 | 2.161,59 | 4.323,18 | 10.807,96 | 27.019,89 | 81.600,07 | | | |
| 2020 | 280,01 | 2.240,06 | 4.480,11 | 11.200,28 | 28.000,71 | 84.562,15 | | | |
| 2021 | 290,17 | 2.321,37 | 4.642,74 | 11.606,86 | 29.017,14 | 87.631,76 | | | |
| 2022 | 300,70 | 2.405,64 | 4.811,27 | 12.028,18 | 30.070,46 | 90.812,79 | | | |
| 2023 | 311,62 | 2.492,96 | 4.985,92 | 12.464,81 | 31.162,02 | 94.109,29 | | | |
| 2024 | 322,93 | 2.583,46 | 5.166,91 | 12.917,28 | 32.293,20 | 97.525,46 | | | |
| 2025 | 334,65 | 2.677,24 | 5.354,47 | 13.386,18 | 33.465,44 | 101.065,63 | | | |
| 2026 | 346,80 | 2.774,42 | 5.548,84 | 13.872,09 | 34.680,24 | 104.734,32 | | | |
| 2027 | 359,39 | 2.875,13 | 5.750,26 | 14.375,65 | 35.939,13 | 108.536,17 | | | |
| 2028 | 372,44 | 2.979,50 | 5.959,00 | 14.897,49 | 37.243,72 | 112.476,04 | | | |
| 2029 | 385,96 | 3.087,65 | 6.175,31 | 15.438,27 | 38.595,67 | 116.558,92 | | | |
| 2030 | 399,97 | 3.199,74 | 6.399,47 | 15.998,68 | 39.996,69 | 120.790,00 | | | |
| 2031 | 414,49 | 3.315,89 | 6.631,77 | 16.579,43 | 41.448,57 | 125.174,68 | | | |
| 2032 | 429,53 | 3.436,25 | 6.872,50 | 17.181,26 | 42.953,15 | 129.718,52 | | | |
| 2033 | 445,12 | 3.560,99 | 7.121,98 | 17.804,94 | 44.512,35 | 134.427,30 | | | |
| 2034 | 461,28 | 3.690,25 | 7.380,50 | 18.451,26 | 46.128,15 | 139.307,02 | | | |
| 2035 | 478,03 | 3.824,21 | 7.648,42 | 19.121,04 | 47.802,60 | 144.363,86 | | | |
| 2036 | 495,38 | 3.963,03 | 7.926,05 | 19.815,13 | 49.537,84 | 149.604,27 | | | |
| 2037 | 513,36 | 4.106,88 | 8.213,77 | 20.534,42 | 51.336,06 | 155.034,90 | | | |
| 2038 | 532,00 | 4.255,96 | 8.511,93 | 21.279,82 | 53.199,56 | 160.662,67 | | | |
| 2039 | 551,31 | 4.410,46 | 8.820,91 | 22.052,28 | 55.130,70 | 166.494,73 | | | |
| 2040 | 571,32 | 4.570,56 | 9.141,11 | 22.852,78 | 57.131,95 | 172.538,48 | | | |
| 2041 | 592,06 | 4.736,47 | 9.472,93 | 23.682,34 | 59.205,84 | 178.801,63 | | | |
| 2042 | 613,55 | 4.908,40 | 9.816,80 | 24.542,00 | 61.355,01 | 185.292,13 | | | |
| 2043 | 635,82 | 5.086,58 | 10.173,15 | 25.432,88 | 63.582,20 | 192.018,23 | | | |
| Lucro | 10.968,82 | 87.750,54 | 175.501,07 | 438.752,68 | 1.096.881,71 | 3.312.582,77 | | | |

Apesar dos valores de vazão resultante da economia de água devido à cobertura do espelho d'água parecerem relativamente pequenos, entre 0,00064 e 0,19216 para os sistemas de 2,5 MWp e 755 MWp respectivamente, o valor de dinheiro arrecadado com turbinamento desse volume de água adicional é considerável.

A contribuição do montante arrecadado por turbinamento de água adicional pode ser levado em consideração para o cálculo de tempo de retorno da planta fotovoltaica flutuante. No entanto, para o sistema estudado os valores de arrecadação proveniente da geração adicional hidrelétrica são muito baixos quando comparados ao da geração fotovoltaica, deste modo, sua contribuição para a diminuição do tempo de retorno da planta flutuante é insignificante.

Em suma, realizadas as projeções para sistemas de 20 MWp, 40 MWp, 100 MWp, 250 MWp e 755 MWp, os resultados da configuração dos módulos bem como da análise financeira foram sintetizados na Tabela 14.

Tabela 14: Resumo de resultados do estudo de caso. Fonte: Elaboração própria

| | | 2,5 MWp | 20 MWp | 40 MWp | 100 MWp | 250 MWp | 755 MWp |
|--|---------------------|-----------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|
| Número de Módulos | | 10.000 | 80.000 | 160.000 | 400.000 | 1.000.000 | 3.020.000 |
| Área Coberta | m^2 | 26.127,36 | 209.018,88 | 418.037,76 | 1.045.094,40 | 2.612.736,00 | 7.890.462,72 |
| Geração Anual | MWh | 4.005 | 32.040 | 64.080 | 160.200 | 400.500 | 1.209.510 |
| Custo de Investimento | R\$ 10 ⁶ | 25 | 200 | 400 | 1.000 | 2.500 | 7.550 |
| Tempo de Retorno | anos | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 |
| Volume de Água Turbinada Adicional Anual | m³ | 20.066 | 160.526 | 321.053 | 802.632 | 2.006.581 | 6.059.875 |
| Geração Hidrelétrica Adicional Anual | MWh | 4,12 | 32,93 | 65,86 | 164,66 | 411,64 | 1.243,16 |
| Lucro Acumulado Total (FV + Hidro Adicional) | R\$ 10 ⁶ | 11,88 | 95,05 | 190,10 | 475,24 | 1.188,11 | 3.638,10 |

Em comparação com os sistemas flutuantes existentes ao redor do mundo, mesmo o modelo projetado com menor potência, ou seja, de 2,5 MWp, ainda estaria entre os 20% de usinas flutuantes com maiores capacidades. A partir de 40 MWp, a usina representaria, até o momento, a maior existente com aplicação desta tecnologia. Especificamente em reservatórios de hidrelétricas, o sistema de 20 MWp já ultrapassaria a potência de geração de todas a plantas fotovoltaicas flutuantes do mesmo tipo.

Em termos de ocupação do espelho d'água, nenhum dos sistemas interfere muito com os usos do Lago de Furnas, sendo a navegação e a pesca as atividades que podem sofrer mais com a instalação dos módulos flutuantes. Em comparação à área total do lago, mesmo o maior projeto, com 755 MWp de potência, ocuparia somente 0,56% de todos os 1.400 km² de área alagada.

A geração anual resultante por bloco de geração de 2,5 MWp foi de 4.005 MWh. No entanto, devido ao fato do software PVsyst ainda não disponibilizar a opção de simulação de módulos sobre corpos d'água, pode-se estimar que uma planta real sofresse menos perdas por variação da temperatura e, portanto, apresentasse uma geração anual ainda maior.

O investimento requerido pelos sistemas propostos é alto, variando de R\$ 25.000.000,00 à R\$ 7.500.000.000,00, e o tempo de retorno deste investimento foi estimado em 19 anos. Após este período a planta passa a gerar lucro, cujo valor acumulado até o fim da vida útil da usina alcança cerca de 47,5% do investimento do sistema.

A geração hidrelétrica anual adicional do bloco de 2,5 MWp, resultado da menor taxa de evaporação do reservatório, é pequena quando comparada a geração média da hidrelétrica em si (4.041.804 MWh). No entanto, à medida que o sistema fotovoltaico é expandido e cobre-se maiores áreas do reservatório, a água economizada vai ganhando proporções significativas.

Quanto ao ganho resultante desta geração adicional, foi calculado para o bloco de 2,5 MWp um montante acumulado após 25 anos de R\$ 10.968,82. O cálculo foi realizado com base no preço de venda de energia vigente de R\$ 63,34, determinado pela Aneel em regime de cotas.

5 Considerações Finais

A aplicação de painéis fotovoltaicos sobre plataformas flutuantes em reservatórios de hidrelétricas ainda está em fase de estudo, contando com poucos projetos piloto instalados no ano de 2016. Não existem ainda resultados da operação real destes sistemas na literatura que consolidem sua viabilidade. No entanto, na teoria, esta interação traz diversas vantagens como a maior eficiência de geração dos painéis e menor evaporação de água no reservatório.

O Brasil apresenta altos índices de irradiação solar e dispõe de grandes áreas alagadas formadas por reservatórios hidrelétricos, o que torna esta forma de geração elétrica atraente para a expansão elétrica nacional.

A usina hidrelétrica do presente trabalho foi selecionada dentre as de maior potencial de geração fotovoltaica flutuante, em que foi escolhida a usina cujo reservatório apresentou as condições mais favoráveis para a aplicação do projeto. Mediante análise dos reservatórios e suas limitações, foi observado que um dos principais desafios a serem vencidos é a compatibilização dos múltiplos usos da água, de modo que a aplicação de um sistema flutuante não impossibilite demais atividades existentes no lago. Os principais usos não consuntivos observados nos reservatórios brasileiros estudados e que devem ser levados em consideração ao se projetar plantas flutuantes foram pesca, piscicultura, navegação e lazer.

A partir dos critérios utilizados para a seleção, concluiu-se pela aplicação do projeto sobre o reservatório da Hidrelétrica de Furnas localizada em Minas Gerais. O arranjo fotovoltaico foi então dimensionado em função da subutilização dos equipamentos de Furnas, e a partir do software PVsyst foi determinada a geração anual de 4.005,1 MWh por bloco de 2,5 MWp. Cada bloco conta com 10.000 módulos dispostos em 500 *strings* de 20 módulos em série, ocupando uma área total de 26.127,36 m².

Com base nos dados obtidos pela simulação do sistema de 2,5 MWp foram adicionalmente analisados sistemas solares com 20 MWp, 40 MWp, 100 MWp, 250 MWp e 755 MWp em termos de ocupação do espelho d'água e foi determinada para os modelos propostos, a ocupação máxima de 0,56% do reservatório de Furnas.

Por fim, foi realizada a análise econômico-financeira do projeto proposto, em que foi estabelecido o investimento de R\$ 25.000.000,00 e custo anual de operação e manutenção de R\$ 250.000,00 por bloco de geração de 2,5 MWp. Este sistema se mostrou viável financeiramente ao apresentar tempo de retorno de 19 anos e lucro acumulado após 25 anos de R\$ 11.881.114,34. Segundo os resultados, ainda que esta tecnologia seja viável, frente a outras opções de geração energética ela não se apresenta como competitiva.

Os resultados obtidos neste trabalho indicam a viabilidade da adoção deste método de geração de energia, no entanto recomenda-se que antes da instalação destes sistemas de grande capacidade de geração, sejam observados os resultados obtidos pelas plantas piloto existentes. Deste modo é possível se conhecer os efeitos da interação destes meios de geração em situações reais.

5.1 Recomendações para Trabalhos Futuros

Entre as recomendações para trabalhos futuros que possam contribuir para o aprofundamento do assunto estão:

• a análise dos impactos ambientais desta solução, com foco no ecossistema aquático afetado pelo sombreamento dos painéis;

- o estudo de otimização de operação da hidrelétrica com os painéis fotovoltaicos, de modo que seja avaliada a possibilidade de armazenar água em momentos de alta irradiação solar, aumentando a garantia física da usina hidrelétrica e, portanto, seu retorno financeiro com venda de energia; e
- a análise da influência da variação do espelho d'água dos reservatórios em função da variação de nível dos mesmos sobre módulos flutuantes.

6 Referências

ALBERTI, A. Hidrovia Paraná-Tietê. **DNIT**. 29 jun. 2016. Disponível em: http://www.dnit.gov.br/modais-2/aquaviario/hidrovias/hidrovia-parana/hidrovia-parana-tiete>. Acesso em: 23 jul. 2017.

ALISKY, A. ANA suspende exigência de vazão mínima em Serra da Mesa. **Estadão**. 26 mar. 2014. Disponível em: http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,ana-suspende-exigencia-de-vazao-minima-em-serra-da-mesa,180506e>. Acesso em: 29 mai. 2017.

ALTENERGYMAG. A World Premiere - The First Hybrid FPV and Hydroelectric Dam Power Plant System. 2017. Disponível em: http://www.altenergymag.com/article/2017/02/a-world-premiere--the-first-hybrid-fpv-and-hydroelectric-dam-power-plant-system/25693. Acesso em: 18 ago. 2017.

ANA - Agência Nacional de Águas. Dados de Operação dos Reservatórios SIN. 2017. Disponível em: http://sar.ana.gov.br/MedicaoSin. Acesso em: 17 ago. 2017.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. - Primeiro leilão de geração de 2016 comercializa energia de 29 empreendimentos. 2016. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-

/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/primeiro-leilao-de-geracao-de-2016-comercializa-energia-de-29-empreendimentos/656877?inheritRedirect=false> Acesso em: 24 ago. 2017.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. - Receita anual de geração para o ciclo 2017/2018 é aprovada. 2017b. Disponível em: Acesso em: 18 ago. 2017.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informação de Geração. 2017a. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm Acesso em: 13 ago. 2017.

BARROSO, R. M., EVANGELISTA, B. A., TAHIM, E. F., et al. A importância da organização da cadeia de valor da tilápia na gestão da crise hídrica. **EMBRAPA**. 2015.

BP - British Petroleum. BP Statistical Review of World Energy 2016. Londres. 2016. Disponível em: https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf Acesso em: 20 jun. 2017.

BRAGA, T. Cristalina Terá Primeira Usina Fotovoltaica Flutuante em Propriedade Rural no Brasil. Irrigo. 2017. Disponível em: < https://www.irrigoias.com.br/single-post/Cristalina-ter%C3%A1-primeira-usina-fotovoltaica-flutuante-em-propriedade-rural-no-Brasil>. Acesso em: 15 ago. 2017.

BRASIL, C.I. Energia solar fotovoltaica pode crescer mais de 300% até o fim do ano, diz setor. **Agência Brasil**. 2017. Disponível em: http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2017-07/energia-solar-fotovoltaica-pode-crescer-mais-de-300-ate-o-fim-do-ano-diz Acesso em: 21 ago. 2017.

BRASIL. Decreto-lei nº 6.451, de 8 de abril de 2002. Assembleia Legislativa Do Estado do Pará.

BRASIL. Decreto-lei n° 94.656, de 20 de julho de 1987. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1980-1989/1985-1987/D94656.htm Acesso em: 31 jul. 2017.

BRITTON, P. Work starts on £3.5m floating solar farm at Godley Reservoir in Hyde.

Manchester Evening News. 27 out. 2015. Disponível em:

http://www.manchestereveningnews.co.uk/news/greater-manchester-news/floating-solar-farm-hyde-reservoir-10336037>. Acesso em: 17 ago. 2017.

BUENO, E. A., MELLO, C. R. Pegada Hídrica de Usinas Hidrelétricas. XXI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos. 2015.

CASTRO, A. A. Q., Lago de Tucuruí. **Cidade de Tucuruí** 23 out. 2011. Disponível em: http://cidadedetucurui.com/INICIO/O LAGO/OLAGO.htm>. Acesso em: 05 ago. 2017.

CASTRO, A. A. Q., Usina Hidrelétrica Tucuruí. Cidade de Tucuruí 28 abr. 2013.

Disponível

http://cidadedetucurui.com/inicio/usina_hidreletrica_tucurui/USINA_HIDRELETRICA_TUCURUI.htm. Acesso em: 05 jul. 2017.

CEMIG. Energia da Gente. Informativo mensal para os empregados da CEMIG. ANO IX. nº 85. 2012. Disponível em: http://www.cemig.com.br/sites/Imprensa/pt-br/publicacoes/Paginas/energia_da_gente_2012.aspx> Acesso em: 30 jul. 2017.

CEMIG. Usinas Hidrelétricas da Cemig. [201-]. Disponível em: http://www.cemig.com.br/pt-

br/a cemig/Nossa Historia/Paginas/Usinas Hidreletricas.aspx>. Acesso em: 13 jul. 2017.

CESP - Companhia Elétrica de São Paulo. Meio Ambiente. ca 2010b. Disponível em: http://www.cesp.com.br/portalcesp/portal.nsf/V03.02/MeioAmbiente_ProgramasAmbientais ?OpenDocument>. Acesso em: 22 jul. 2017.

CESP - Companhia Elétrica de São Paulo. Usina Hidrelétrica Ilha Solteira. ca 2010a.

Disponível

http://www.cesp.com.br/portalCesp/portal.nsf/V03.02/Empresa_UsinaIlha?OpenDocument

>. Acesso em: 26 mai. 2017.

CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Franciso. Demonstrações Financeiras 2016. Recife, PE. 2017.

CHOI, Y. K., LEE, N. H., KIM, K. J. Empirical Research on the Efficiency of Floating PV Systems Compared with Overland PV Systems. CES-CUBE. Guam, EUA. 2013.

CIEL ET TERRE. Floating Solar Makes its First Splash in the Market. 2015. Disponível em: http://www.ciel-et-terre.net/wp-content/uploads/2015/03/Floating-Solar-Makes-its-First-Splash-in-the-Market-1.pdf>. Accesso em: 17 ago. 2017.

CIEL ET TERRE. Floating support device for a photovoltaic panel. US Pat. 0368577, 22 dez. 2016.

CIEL ET TERRE. Hydrelio Technology. 2017b. Disponível em: http://www.ciel-et-terre.net/hydrelio-technology/. Acesso em: 05 ago. 2017.

CIEL ET TERRE. Our References. 2017a. Disponível em: http://www.ciel-et-terre.net/our-floating-solar-power-plants-references/>. Acesso em: 05 ago. 2017.

CINTRA, I. H. A., FLEXA, C. E., SILVA, M. B., et al.. A pesca no reservatório da usina hidrelétrica de Tucuruí, região Amazônica, Brasil: aspectos biológicos, sociais, econômicos e ambientais. Universidade Federal Rural da Amazônia - UFRA. 2013.

CLOVER, I. NASA images show stunning progress of China's vast 850 MW Longyangxia Solar Park. **PV Magazine**. 24 fev. 2017. Disponível em: https://www.pv-magazine.com/2017/02/24/nasa-images-show-stunning-progress-of-chinas-vast-850-mw-longyangxia-solar-park/. Acesso em: 12 ago. 2017.

CODESVAF. Mais de meio milhão de alevinos no Alto São Francisco em 2005. 2005. Disponível em: http://www.codevasf.gov.br/noticias/2006/20060109_01/> Acesso em: 07 jul. 2017.

COTAÇÃO. 2017. Disponível em: https://www.cotacao.com.br/. Acesso em: 17 ago. 2017.

CUNHA, L. Balsas da Integração. 2010. **Revista FURNAS**. Ano XXXVI - Nº 375.

DN. EDP inaugura hoje projeto fotovoltaico na barragem do Alto Rabagão. 2017. Disponível em: http://www.dn.pt/lusa/interior/edp-inaugura-hoje-projeto-fotovoltaico-na-barragem-do-alto-rabagao-8613806.html. Acesso em: 17 ago. 2017.

- DNIT Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes. Eclusa de Tucuruí PA. 2011. Disponível em: http://www.dnit.gov.br/hidrovias/obras-da-diretoria-aquaviaria/eclusas/eclusa-de-tucurui-pa. Acesso em: 18 jul. 2017.
- EIA Energy Information Association. International Energy Outlook 2016. 2016. Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/ieo/world.php Acesso em: 13 ago. 2017.

EL-HAWARY, M. E. The Smart Grid – State-of-the-art and future trends. **Electric Power Components and Systems**, 2014. v. 42, n. 3 – 4, p. 239 – 250. Disponível em: http://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/15325008.2013.868558 Acesso em: 20 jan. 2017.

ELETROBRAS, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Critérios de Projeto Civil de Usinas Hidrelétricas. 2003. Rio de Janeiro.

ELETROBRAS. Projeto inédito de geração solar em hidrelétricas inicia em Balbina. 2016. Disponível em: http://eletrobras.com/pt/Lists/noticias/ExibeNoticias.aspx?ID=163. Acesso em: 15 ago. 2017.

ENERGIA SP. São Paulo coloca em operação a primeira usina solar flutuante do Brasil. Governo do Estado de São Paulo Secretaria de Energia e Mineração. 2016. Disponível em: http://www.energia.sp.gov.br/2016/09/sao-paulo-coloca-em-operacao-primeira-usina-solar-flutuante-do-brasil/. Acesso em: 17 ago. 2017.

- EPE Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2015. Rio de Janeiro, RJ. 2016b.
- EPE Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2016. Rio de Janeiro, RJ. 2017.
- EPE Empresa de Pesquisa Energética. Expansão da Geração. 2º Leilão de Energia de Reserva de 2015. Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral. Rio de Janeiro, RJ. 2016c.
- EPE Empresa de Pesquisa Energética. O compromisso do Brasil no combate às mudanças climáticas: Produção e Uso da Energia. Rio de Janeiro, RJ. 2016a.
- EPE Empresa de Pesquisa Energética. Queda de demanda por energia elétrica cancela 2º LER 2016. Rio de Janeiro, RJ. 2016d. Disponível em: http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/2%C2%BA%20Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20de%20Reserva%202016%20-

%20CANCELADO/Quedadedemandaporenergiael%C3%A9tricacancela2%C2%BALER201 6.aspx> Acesso em: 21 ago. 2017.

FALCETTA, F. A. M. Evolução da capacidade de regularização do sistema hidrelétrico brasileiro. Dissertação de Mestrado - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - Departamento de Engenharia de Hidráulica e Ambiental. São Paulo, SP. 2015.

FELIX, S. A. Impactos Das Atividades Turísticas Sobre A Vida Dos Pescadores Profissionais Do São Francisco. **Águas, Peixes e Pescadores do São Francisco Das Minas Gerais**. p. 447- 458. 2003.

FERNANDEZ, C. World's largest FLOATING solar farm built on UK reservoir: Structure has 23,000 panels and can power 1,800 homes. **Daily Mail**. Disponível em: http://www.dailymail.co.uk/sciencetech/article-3509553/World-s-largest-FLOATING-solar-farm-built-UK-reservoir-Structure-23-000-panels-power-1-800-homes.html. Acesso em: 17 ago. 2017.

FERREIRA, A. L., VIEIRA, A. C. A., SILVA, F. A. et al.. Prioridades para a Integração das Fontes Renováveis Variáveis no Sistema Elétrico. IEMA. São Paulo. 2016.

FURNAS. Usina Hidrelétrica de Furnas. 2017a. Disponível em: http://www.furnas.com.br/hotsites/sistemafurnas/usina_hidr_furnas.asp. Acesso em: 26 mai. 2017.

FURNAS. Usina Hidrelétrica de Serra da Mesa. 2017b. Disponível em: http://www.furnas.com.br/hotsites/sistemafurnas/usina_hidr_serramesa.asp. Acesso em: 26 mai. 2017.

- G1 PA. Eletronorte tem 15 dias para apresentar projeto para eclusas no PA. 2017. Disponível em: http://tucurui.pa.gov.br/eletronorte-tem-15-dias-para-apresentar-projeto-para-eclusas/>. Acesso em: 18 jul. 2017.
- G1. Baixo nível do rio Paraná afeta comerciantes e moradores de MS. 05 fev. 2015. Disponível em: http://g1.globo.com/mato-grosso-do-sul/noticia/2015/02/baixo-nivel-do-rio-parana-afeta-comerciantes-e-moradores-de-ms.html. Acesso em: 29 mai. 2017.
- G1. Hidrovia Tietê-Paraná bate recorde de movimento de cargas após seca. 08 fev. 2017. Disponível em: http://g1.globo.com/sao-paulo/sao-jose-do-rio-preto-aracatuba/noticia/2017/02/hidrovia-tiete-parana-bate-recorde-de-movimento-de-cargas-apos-seca.html>. Acesso em: 23 jul. 2017.

GOOGLE MAPS. 2017. Disponível em: < https://www.google.com/maps/>. Acesso em: 20 jul. 2017; 22 jul. 2017.

HOSENUZZAMAN, M., RAHIM, N. A., SELVARAJ, J., et al.. Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 41, p. 284 – 297. 2013. ICMBIO. Unidades de Conservação. Disponível em: http://www.icmbio.gov.br/portal/unidades-de-conservação Acesso em: 31 jul. 2017.

IDEFLOR-BIO. Produção em tanques redes no Lago de Tucuruí é uma das maiores do Brasil. 2015. Disponível em: http://ideflorbio.pa.gov.br/2015/10/05/producao-de-tanques-redes-no-lago-de-tucurui-e-uma-das-maiores-do-brasil/>. Acesso em: 05 ago. 2017.

IEA - International Energy Agency. Renewables Information: Overview. 2017.

Disponível

https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/RenewablesInformation2017O
verview.pdf>. Acesso em: 13 ago. 2017.

IEA - International Energy Agency. Technology Roadmap: Hydropower. Paris, França.

2012. Disponível em:
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technology-roadmap-hydropower.html>. Acesso em: 20 ago. 2017.

IEA - International Energy Agency. Technology Roadmap: Solar photovoltaic energy - 2014 Edition. 2014. Disponível em: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf>. Acesso em: 20 ago. 2017.

IEA PVPs - International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. Trends in photovoltaic applications 2015. 2015. Disponível em: http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/national/IEA-PVPS_-_Trends_2015_-_MedRes.pdf. Acesso em: 22 ago. 2017.

ITAIPU. 2017. Disponível em: https://www.itaipu.gov.br/. Acesso em: 16 jul. 2017.

JONES, G. A., WARNER, E. K. J. The 21st century population-energy-climate nexus. **Energy Policy** 93: 206–212. 2016.

JUNIOR, C. Implantação da Usina Hidrelétrica de Furnas (MG) e suas Repercussões: Estudo Sobre a Territorialização de Políticas Públicas. Artigo baseado na dissertação entregue no Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP. 2011.

KATO, S. Japanese Maker's Float Employed for 2MW Floating Solar Plant in Hyogo. **Techon**. 02 dez. 2016. Disponível em: http://techon.nikkeibp.co.jp/atclen/news_en/15mk/112900988/?ST=msbe&P=2. Acesso em: 17 ago. 2017.

KAUFMAN, A. C. The World's First Power Plant To Combine Hydro And Solar Opens In Portugal. **Huffpost Brasil**. 07 jul. 2017. Disponível em:

http://www.huffpostbrasil.com/entry/hydro-solar-plant_us_595f96dee4b02e9bdb0c0fa6. Acesso em: 18 ago. 2017.

KENNING, T. India's NHPC plans unique 600MW floating solar plus hydro storage project. **PV Tech**. 28 jun. 2016. Disponível em: https://www.pv-tech.org/news/indias-nhpc-plans-unique-600mw-floating-solar-plus-hydro-storage-project. Acesso em: 21 ago. 2017.

LO, T. Is Beijing becoming a global climate leader? Chinese company builds 'world's largest' floating solar plant that could power 15,000 homes. **Daily Mail**. 09 jun. 2017. Disponível em: http://www.dailymail.co.uk/news/article-4589114/China-builds-world-s-largest-floating-solar-plant.html. Acesso em: 21 ago. 2017.

LOPES, D. G. Análise de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: Estudo de Caso dos Projetos da Chamada Nº13 da ANEEL. Tese de Doutorado - Faculdade de Engenharia Mecânica - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP. 2013.

LOPES, M. M., JUNIOR, P. A. S. Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes: Análise do Tema e Estudo de Caso para o Lago da UNIFEI. **Oferta e Demanda de Energia - o papel da tecnologia da informação na integração dos recursos.** Gramado, RS. 2016.

MAGNABOSCO, A. Usina de Serra da Mesa está com operação paralisada. **Estadão**. 22 mai. 2014. Disponível em: http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,usina-de-serra-da-mesa-esta-com-operacao-paralisada,185719e. Acesso em: 29 mai. 2017.

MELO, R. R. Alterações na estrutura da comunidade zooplanctônica e na morfologia de cladóceros relacionadas ao aumento no grau de trofia do reservatório da UHE de Furnas – MG. 2015. 165 f. Dissertação (Mestrado em Ecologia e Tecnologia Ambiental) - Universidade Federal de Alfenas, Alfenas, MG, 2015.

MINAMINO, S. Floating Solar Plants: Niche Rising to the Surface? **Solarplaza**. 11 nov. 2016. Disponível em: https://www.solarplaza.com/channels/top-10s/11634/floating-solar-plants-niche-rising-surface. Acesso em: 15 ago. 2017.

MME - Ministério de Minas e Energia. Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar. 2015a. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticas/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030>. Acesso em: 21 ago. 2017.

MME - Ministério de Minas e Energia. Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar. 2015b. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/3013891/15.12.2015+Apresenta%C3%A7%C3%

A3o+ProGD/bee12bc8-e635-42f2-b66c-fa5cb507fd06?version=1.0>. Acesso em: 21 ago. 2017.

MME - Ministério de Minas e Energia. Hidrelétrica Balbina inicia projeto com flutuadores para gerar energia solar. 2016. Disponível em: . Acesso em: 17 ago. 2017.

MONTENEGRO, A. A. Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil - UFSC. Florianópolis, SC. 2013.

MOREIRA, P. F., et al.. O Setor Elétrico Brasileiro e a Sustentabilidade no Século 21: Oportunidade e Desafios. 2 ed. Brasília. 2012.

NASA SSE. Surface Meteorology and Solar Energy. 2017. Disponível em: https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov. Acesso em: 10 ago. 2017.

NETO, J. J. R., TESSITORE, A. J. A., RABELLO, A. N. Relatório Do Censo Aquícola Do Reservatório De Três Marias 2013. **CODESVAF**. 2013. 37 pp.

ODA, M. Vazão da represa de Três Marias passa de 120 m³/s para 80m³/s. **G1**. 12 fev. 2015. Disponível em: http://g1.globo.com/mg/grande-minas/noticia/2015/02/vazao-da-represa-de-tres-marias-passa-de-120-ms-para-80ms.html. Acesso em: 16 jul. 2017.

- ONS Operador Nacional do Setor Elétrico. Boletim Semanal de Operação. 2017c. Disponível em: http://www.ons.org.br/resultados_operacao/SDRO/Semanal/index.htm. Acesso em: 22 mai. 2017.
- ONS Operador Nacional do Setor Elétrico. Evaporações Líquidas nas Usinas Hidrelétricas. Rio de Janeiro, RJ. 2004.
- ONS Operador Nacional do Setor Elétrico. Mapas do SIN. 2017b. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx> Acesso em: 13 ago. 2017.
- ONS Operador Nacional do Setor Elétrico. O que é o Sistema Interligado Nacional. 2017a. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx Acesso em: 22 mai. 2017.
- ONS Operador Nacional do Setor Elétrico. Operação do SIN. 2017e. Disponível em: http://www.ons.org.br/biblioteca_virtual/publicacoes_operacao_sin.aspx# Acesso em: 08 ago. 2017.

ONS - Operador Nacional do Setor Elétrico. Volume Útil dos Principais Reservatórios. ONS. 2017d. Disponível em: http://www.ons.org.br/historico/percentual_volume_util.aspx. Acesso em: 22 mai. 2017.

ONUBR - Organização das Nações Unidas Brasil. Conferência das Nações Unidas Sobre Mudança Climática. 2015. Disponível em: https://nacoesunidas.org/cop21/. Acesso em: 18 ago. 2017.

OSBORNE, M. China Completes Largest Floating Solar Power Plant. **PV-TECH**. 18 mai. 2017. Disponível em: https://www.pv-tech.org/news/china-completes-largest-floating-solar-power-plant. Acesso em: 24 ago. 2017.

PEQUENO, L. A. Terra Indígena Avá Canoeiro. Demarcação indefinida: risco de sobrevivência étnica. **Revista de Estudos e Pesquisas**, **FUNAI**, Brasília, v.2 n. 2, p. 171-182, dez. 2005.

PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., ABREU, S. L., et al.. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 1 ed. São José dos Campos, SP. 2006.

PINHO, J. T., GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. **CEPEL-CRESESB**. 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 20 abr. 2017.

PORTAL BRASIL. Brasil Assume Compromissos Internacionais pelo Clima. 2017. Disponível em: http://www.brasil.gov.br/meio-ambiente/2017/05/brasil-assume-compromissos-internacionais-pelo-clima Acesso em: 18 ago. 2017.

PORTAL BRASIL. Serra da Mesa marca novo tempo para piscicultura de Goiás. 2014. Disponível em: http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2014/02/serra-da-mesa-marca-novo-tempo-para-goias Acesso em: 18 ago. 2017.

PORTAL RENOVÁVEL. Projeto inovador da EDP junta água e sol na produção de eletricidade. 2017. Disponível em: http://www.portalrenovavel.com.br/renovaveis-projeto-inovador-da-edp-junta-agua-e-sol-na-producao-de-eletricidade/>. Acesso em: 18 jul. 2017.

PORTAL SOLAR. Quanto custa a energia solar fotovoltaica. 2016. Disponível em: http://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-a-energia-solar-fotovoltaica.html Acesso em: 20 ago. 2017.

PORTELA, M. Sem chuva, represa da usina de Três Marias pode acabar ano com 5% da capacidade. **Estadão**. 29 jan. 2015. Disponível em: http://brasil.estadao.com.br/noticias/geral,sem-chuva-represa-da-usina-de-tres-marias-pode-acabar-ano-com-5-da-capacidade,1626693. Acesso em: 16 jul. 2017.

PRINSLOO F. C., LOMBARD A. The Role of Floating Solar Systems in the Energy-Land Use Nexus: A Case Study on the Potential for South African Wineries. UNISA. Kloof, África do Sul. 2015.

PRS Consultoria, LEWE Consultoria. **A Energia que Queremos**. 1 ed. 2016. Disponível em: http://riosvivos.org.br/wp-content/uploads/2017/05/998f41_16a988bd6cff45399bfaa6181e938ec4.pdf Acesso em: 20 jun. 2017.

PVSYST. 2017. Disponível em: http://www.pvsyst.com/en/>. Acesso em: 10 ago. 2017.

QUANTUMENGENHARIA. As maiores usinas de energia solar do mundo. Quantum Engenharia. 18 jul. 2017. http://www.quantumengenharia.net.br/maiores-usinas-de-energia-solar-do-mundo/. Acesso em: 12 ago. 2017.

RAHMAN, M. M., HASANUZZAMAN M., RAHIM N. A. Effects of various parameters on PV-module power and efficiency. **Energy Conversion and Management**; 103: 348–58. 2015.

RODRIGUES, R. A., OLIVEIRA, J. A. Impactos Sociais da Desterritorialização na Amazônia Brasileira: O Caso da Hidrelétrica de Balbina. 2011.

RYLO, I. Nova usina solar flutuante no AM deve atender 9,5 mil famílias até 2017. **G1**, **AM**. 04 mar. 2016. Disponível em: http://g1.globo.com/am/amazonas/noticia/2016/03/nova-usina-solar-flutuante-no-am-deve-atender-95-mil-familias-ate-2017.html. Acesso em: 05 ago. 2017.

SACRAMENTO, E. M., CARVALHO, P. C. M., ARAÚJO, J. C., et al.. Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs. **IET Renewable Power Generation**, v. 9, n.8, p. 1019-1024. 2015.

SAHU, A., YADAV, N., SUDHAKAR, K., Floating photovoltaic power plant: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 66, p. 815 – 824. 2015.

SANTOS, M. R. A. Rio São Francisco: patrimônio cultural e natural. **Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais**. Belo Horizonte. 2003. Disponível em: http://www.almg.gov.br/consulte/publicacoes_assembleia/obras_referencia/arquivos/sao_francisco.html>. Acesso em: 01 ago. 2017.

SARACURA, V. GHILARDI Jr. R., SILVA, M. Mosaico de Unidades de Conservação da região da UHE Tucuruí – Implementação de um modelo de gestão ambiental para o reservatório. In: Trabalhos do XXVII Seminário Nacional de Grandes Barragens. Comitê Brasileiro de Barragens. Belém - PA. 2007.

SCOTTI, M. C. A. O desenvolvimento do turismo em margens de lago artificial da Península de Guapé – Campos Gerais, Lago de Furnas/MG. Dissertação de mestrado em Geografia – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte. 2008.

SHARMA, A. K., KOTHARI, D. P. Uninterrupted Green Power using Floating Solar PV with Pumped Hydro Energy Storage & Hydroelectric in India. **International Journal for Innovative Research in Science & Technology**. v 3. 2016.

SILVA, H. Considerações sobre Planejamento de Eclusagens na Hidrovia Tietê-Paraná. Dissertação de mestrado - Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho - UNESP. Bauru. 2015.

SILVA, L. C. F. Comunidades aquáticas do reservatório de Serra da Mesa (GO): distribuição, influências e a pesca esportiva sobre o tucunaré azul (Cichla piquiti). 2013. 109 f. Tese (Doutorado em Ecologia e Evolução) - Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2013.

STRANGUETO, K. M. Estimativa do Potencial Brasileiro de Produção de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidroelétricas. Tese de doutorado - UNICAMP. Campinas, SP. 2016.

SUNGROW. Central Inverter SG2000 SG2500. 2017. Disponível em: http://en.sungrowpower.com/product/central-inverter/SG2000_MV_SG2500_MV_16.html. Acesso em: 11 ago. 2017.

TAVARES, R. 2016. Reservatório da hidrelétrica de Ilha sai do volume morto. **Folha da Região**. Araçatuba, jan, 2016. Disponível em: http://www.folhadaregiao.com.br/regi%C3%A3o/reservat%C3%B3rio-da-hidrel%C3%A9trica-de-ilha-sai-do-volume-morto-1.259608>. Acesso em: 29 mai. 2017.

TOLMASQUIM, M. T. Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. **EPE**. Rio de Janeiro, RJ. 2016.

UNESP. Canal CLIMA da UNESP Ilha Solteira - Área de Hidráulica e Irrigação. 2017. Disponível em: http://clima.feis.unesp.br/dados diarios.php>. Acesso em: 22 jul. 2017.

WEITZEL, L., LA ROVERE, E., CUNHA, R. As Demandas do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro. Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Brasília, DF. 2006.

WIRTH, H. Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Fraunhofer ISE. Freiburg, Alemanha. 2017.

ANEXO 1 – Principais Usinas Fotovoltaicas Flutuantes do mundo

| Tamanho (kw) | Nome do Reservatório | País | Cidade | Início de Operação |
|-----------------|--|---------------|---------------------------------|-----------------------|
| 20000 | Coal mining area of Huainan City | China | Anhui Província | Abr., 2016 |
| 7500 | Kawashima Taiyou Solarpark | Japão | Saitama | Out., 2015 |
| 6338 | Queen Elizabeth II reservoir | Reino Unido | Londres | Mar., 2016 |
| 3000 | Otae Province | Coréia do Sul | Sangju City Gyeongsang Bukdo | Out., 2015 |
| 3000 | Jipyeong Province | Coréia do Sul | Sangju City Gyeongsang Bukdo | Out., 2015 |
| 2991 | Godley Reservoir Floating Solar PV | Reino Unido | Godley | Jan., 2016 |
| 2449 | Tsuga Ike | Japão | Mie | Ago., 2016 |
| 2398 | Sohara Ike | Japão | Mie | Mar., 2016 |
| 2313 | Sakasama Ike | Japão | Hyogo | Abr., 2015 |
| 2000 | Reservior in Kumagaya city | Japão | Saitama | Dez., 2014 |
| 2000 | Kinuura Lumberyard | Japão | Aichi | Fev., 2016 |
| 2000 | Yado Ooike (Sun Lakes Yado) | Japão | Hyogo | Jan., 2016 |
| 1751 | Hirono Shinike | Japão | Hyogo | Set., 2016 |
| 1708 | Yakenoike | Japão | Hyogo | Jul., 2016 |
| 1700 | Nishi Hiraike | Japão | Hyogo | Abr., 2015 |
| 1700 | Hyogo No.9 Plant | Japão | Hyogo | Abr., 2015 |
| 1500 | Kakogawa City | Japão | Hyogo | Set., 2015 |
| 1485 | Funatsu Ooike | Japão | Hyogo | Set., 2015 |
| 1430 | Kawahara Yama Solar Plant | Japão | Hyogo | Dez., 2015 |
| 1330 | Mito City | Japão | Ibaraki | Ago., 2015 |
| 1260 | Hira Ike | Japão | Hyogo | Jul., 2016 |
| 1212 | Koube Ooike | Japão | Hyogo | Mai., 2016 |
| 1203 | Ainoike | Japão | Hyogo | Mai., 2016 |
| 1200 | Higashi Hiraike | Japão | Hyogo | Abr., 2015 |
| 1180 | Solar on the water Okegawa | Japão | Saitama | Jul., 2013 |
| 1176 | Kasai City | Japão | Hyogo | Fev., 2015 |
| 1153 | Arashiyama floating solar plant | Japão | Saitama | Set., 2015 |
| 1125 | Hirai Ike | Japão | Nara | Jul., 2015 |
| 1098 | Shimane Solar Power Yasugi | Japão | Shimane | Nov., 2014 |
| 1078 | Nagaike Nishi Ike | Japão | Hyogo | Mar., 2016 |
| 1076 | Fukuike | Japão | Hyogo | Jun., 2015 |
| 1008 | Tokorozawa Ike | Japão | Hyogo | Mar., 2015 |
| 1000 | DREAM Solar Float Kounoyama | Japão | Osaka | Out., 2016 |
| 990 | Kasai City | Japão | Hyogo | Out., 2016 |
| 973 | Kasaoka Jyubancho Reservior | Japão | Okayama | Mai., 2016 |
| 850 | Maeno Ike | Japão | Hyogo | Set., 2014 |
| 808 | Sakurashita Ike | Japão | Hyogo | Fev., 2016 |
| 696 | Kawagoe City Resource Convention Centre | Japão | Saitama | Jun., 2014 |
| 631 | Isawa Ike | Japão | Tokushima | Out., 2016 |
| 630 | Torigaike Floating Solar Plant | Japão | Hyogo | Fev., 2016 |
| 528 | Fukuchi machi | Japão | Fukuoka | Ago., 2015 |
| 504 | Imandou Ike | Japão | Osaka | Set., 2015 |
| | | | | , |

| 495 | Ochang | Coréia do Sul | Chungcheonbuk | Fev., 2015 |
|-----|--|---------------|-----------------|------------|
| 490 | Jyuman Ike | Japão | Hyogo | Mar., 2016 |
| 477 | Napa Country Far NienteWinary | EUA | California | 2007 |
| 471 | Polybell | Reino Unido | South Yorkshire | Dez., 2015 |
| 460 | Aisai City | Japão | Aichi | Dez., 2015 |
| 400 | Towa Arcs Yoshimi Floating Solar Plant | Japão | Saitama | Abr., 2016 |
| 343 | Pontecorvo | Itália | Italy | Mar., 2016 |
| 300 | Rengeji Ike | Japão | Fukuoka | Jul., 2016 |
| 200 | Sheepland farm | Reino Unido | Wargrave City | Ago., 2014 |
| 108 | Sungai Labu | Malásia | Sepang City | Nov., 2015 |
| 100 | Ben Acre | Reino Unido | Benacre Village | Dez., 2015 |
| 96 | Swimsol Lagoon | Maldivas | Baa Atoll | Fev., 2016 |
| 59 | Yoshioka Kaatsukijyou | Japão | Chiba | Abr., 2016 |
| 50 | Reeders | Reino Unido | - | Dez., 2015 |
| 50 | Eshkol reservoir | Israel | Jerusalem | Out., 2014 |
| 48 | Inogayaike Solar Plant | Japão | Hyogo | Ago., 2014 |
| 40 | Yanagiike Solar Plant | Japão | Hyogo | Jan., 2014 |
| 33 | The Slufter | Holanda | Rotterdam | Out., 2015 |
| 25 | Westpoort industrial estate | Holanda | Groningen | Mar., 2016 |
| 22 | Nofar | Israel | Yavne | Nov., 2015 |
| 15 | Piolenc | França | Piolenc City | Fev., 2011 |
| 13 | Bör | Suécia | Bor | Dez., 2015 |
| 10 | Kunde Winery | EUA | Sonoma | Jun., 2016 |
| 10 | Rajarhat | India | West Bengal | Jan., 2015 |
| 6 | Yoshiwaraike | Japão | Kagawa | Nov., 2014 |
| 5 | Pond Gardens of Bishan Park | Singapura | Bishan | Mai.,2013 |
| 5 | Yothathikan | Tailândia | Samut Songkhram | Out., 2014 |
| 5 | UFC Orlando | EUA | Orlando | Mar., 2016 |