

INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO

PAULO ROBERTO FRANCO

**AVALIAÇÃO COMPARATIVA DO DESEMPENHO DE
SISTEMAS ESTÁTICOS E DINÂMICO DE GERAÇÃO DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA COM ESTUDO DE CASO REAL NA UHE SANTA
CLARA**

Curitiba

2020

PAULO ROBERTO FRANCO

**AVALIAÇÃO COMPARATIVA DO DESEMPENHO DE
SISTEMAS ESTÁTICOS E DINÂMICO DE GERAÇÃO DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA COM ESTUDO DE CASO REAL NA UHE SANTA
CLARA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, Área de Concentração Sistemas Energéticos Convencionais e Alternativos, do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, em parceria com o Instituto de Engenharia do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Desenvolvimento de Tecnologia.

Orientador: Prof. Kleber Franke Portella
Coorientador: Prof. Emerson Luís Alberti

Curitiba
2020

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

F825a

Franco, Paulo Roberto

Avaliação comparativa do desempenho de sistemas estáticos e dinâmico de geração de energia fotovoltaica com estudo de caso real na UHE Santa Clara [recurso eletrônico] / Paulo Roberto Franco. – Curitiba, 2020.

Dissertação - Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC), Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, 2020.

Orientador: Kleber Franke Portella – Coorientador: Emerson Luís Alberti

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Sistemas de energia fotovoltaica. 3. Energia solar. I. Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC). II. Portella, Kleber Franke. III. Alberti, Emerson Luís. IV. Título.

CDD: 621.31244

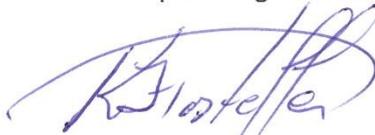
Bibliotecário: Elias Barbosa da Silva CRB-9/1894

TERMO DE APROVAÇÃO

PAULO ROBERTO FRANCO

AVALIAÇÃO COMPARATIVA DO DESEMPENHO DE SISTEMAS ESTÁTICOS E DINÂMICO DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA COM ESTUDO DE CASO REAL NA UHE SANTA CLARA

Trabalho de conclusão de curso aprovado como requisito para obtenção do grau de Mestre, no Mestrado Profissional do Programa de Pós-graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, realização do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC) em parceria com o Instituto de Engenharia do Paraná (IEP), pela seguinte banca examinadora:



ORIENTADOR: Prof. Dr. Kleber Franke Portella
Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC)



Prof.ª Dr.ª Débora Cíntia Marcilio
Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC)



Prof. Dr. Vitoldo Swinka Filho
Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC)



Prof. Dr. Franklin Kelly Miguel
Copel Energia

Curitiba, 31 de agosto de 2020.

Dedico esta dissertação às pessoas que utilizam à vontade, a disponibilidade e os recursos para desenvolver ciência e tecnologia em prol do progresso sustentável.

“Um ser humano é parte do todo que chamamos Universo, uma parte limitada no tempo e no espaço. Está convencido de que ele mesmo, seus pensamentos e seus sentimentos são algo independente dos demais, uma espécie de ilusão de ótica da sua consciência. Esta ilusão é uma prisão para nós, nos limita a nossos desejos pessoais e a sentir afeto pelas poucas pessoas que temos mais próximas”.

Albert Einstein

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que colaboraram com a realização desse trabalho.

Ao LACTEC pelo excelente ambiente de estudos e grupo de professores.

Ao CRESESB pelo fornecimento de dados e importantes esclarecimentos.

Ao LABSOL da UFRGS pela disponibilidade do Software Radasol 2.

Ao Centro de Tecnologia CanmetENERGY Varennes do Canadá pela disponibilidade do Software RETScreen.

Ao IEP e à URBS pelas bolsas de mestrado.

À ELEJOR e à ANEEL, pelos recursos em infraestrutura disponíveis no projeto de P&D 2945-01000/2017.

RESUMO

O Brasil tem incentivos para o desenvolvimento da indústria nacional e de tecnologias de fontes renováveis, porém, apesar da capacidade de estar entre os maiores mercados do mundo para geração de energia elétrica fotovoltaica apresenta uma indústria incipiente. A energia fotovoltaica complementa a geração na matriz elétrica nacional e promove também benefícios ambientais, econômicos e sociais. Assim, compreender sobre a sinergia da tecnologia de geração fotovoltaica com a flutuante contribui para a ocupação de grandes superfícies hídricas, economizando investimentos na aquisição ou preparação de áreas de terras que poderiam ser melhor utilizadas, tendo em vista a escassez desse recurso em vários países, principalmente quando constituídos por ilhas ou para otimizar o uso da infraestrutura disponível no caso de usinas hidrelétricas. Neste trabalho, está apresentado um estudo de caso em energia fotovoltaica aplicado à painéis flutuantes. São analisados os principais aspectos envolvidos na geração de energia, incluindo fatores climáticos, comparando o desempenho de sistemas flutuantes, fixos em terra, estáticos, com seguidor e entre módulos horizontais ou inclinados no âmbito do Brasil. Também estão apresentadas as condições climáticas e técnicas mais relevantes na região sul do Brasil, incluindo a aplicação do programa RETScreen para uma análise econômico-financeira de um sistema experimental de geração fotovoltaica flutuante instalado no reservatório da Usina Hidrelétrica de Santa Clara, no município de Pinhão, no Estado do Paraná. Como conclusão principal observou-se que o melhor desempenho dos sistemas experimentais, foi registrado pelo sistema estático com módulos inclinados S4SEI apresentando o índice de mérito *performance ratio* (PR) de 90,98% e uma produtividade final (Y_F) de 33,43% que proporcionou um aumento de 29,99% na energia gerada ($E_{c.a.}$). Isto ocorreu em parte ao acréscimo de 12,46% na radiação captada, principalmente por se tratar de época próxima ao inverno. O fator preponderante neste caso foi a ocorrência de uma intempérie que causou a interrupção do funcionamento do sistema de ancoragem, com inundação e desligamento de boa parte dos módulos fotovoltaicos da ilha, no período de análise.

Palavras-chave: reservatório, usina; flutuante; rastreador; viabilidade; RETScreen.

ABSTRACT

The Brazil has incentives for the development of the national industry and technologies from renewable sources, however, despite the capacity to be among the largest markets in the world for the generation of photovoltaic electricity, it has an incipient industry. Photovoltaic energy complements the generation in the national electric matrix and also promotes environmental, economic and social benefits. Thus, understanding about the synergy between photovoltaic and floating generation technology contributes to the occupation of large water surfaces, saving investments in the acquisition or preparation of land areas that could be better used, in view of the scarcity of this resource in several countries, mainly when constituted by islands or to optimize the use of the available infrastructure in the case of hydroelectric plants. In this work, a case study on photovoltaic energy applied to floating panels is presented. The main aspects involved in power generation are analyzed, including climatic factors, comparing the performance of floating systems, fixed on land, static, with follower and between horizontal or inclined modules within Brazil. Also presented are the most relevant climatic and technical conditions in the southern region of Brazil, including the application of the RETScreen program for an economic-financial analysis of an experimental floating photovoltaic generation system installed in the Santa Clara Hydroelectric Plant reservoir, in the municipality of Pinhão, in the State of Parana. As a main conclusion it was observed that the best performance of the experimental systems, was registered by the static system with inclined S4SEI modules presenting the performance ratio (PR) merit index of 90.98% and final productivity (Y_F) of 33.43% which provided a 29.99% increase in the energy generated ($E_{c.a.}$). This was partly due to the 12.46% increase in the radiation collected, mainly because it is close to winter. The prevailing factor in this case was the occurrence of a bad weather that caused the anchorage system to stop functioning, with flooding and disconnection of a good part of the island's photovoltaic modules, during the analysis period.

Keywords: power plant reservoirs; floating; trackers; viability; RETScreen.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – UHE SANTA CLARA NO MUNICÍPIO DE PINHÃO (PR).	54
FIGURA 2 – CANAL DE ADUÇÃO UHE SANTA CLARA.	54
FIGURA 3 – SISTEMA FLUTUANTE NA UHE SANTA CLARA.....	55
FIGURA 4 – ARRANJO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM SOLO.	56
FIGURA 5 – BLOCOS DE ANCORAGEM E CONTRA-PESOS.....	57
FIGURA 6 – CONEXÃO COM A REDE DE TRANSMISSÃO.	57
FIGURA 7 – DIAGRAMA UNIFILAR BÁSICO.	58
FIGURA 8 – ESTRUTURA METÁLICA.....	58
FIGURA 9 – FLUTUADORES BOMBONAS DE POLIETILENO 250 L	59
FIGURA 10 – INVERSORES ABB	59
FIGURA 11 – INVERSORES EOSOLYS	60
FIGURA 12 – MÓDULO CANADIAN SOLAR CS3U-365P	60
FIGURA 13 – ESTRUTURA SOLAR TRACKER.....	61
FIGURA 14 – FLUXOGRAMA DO MÉTODO DE INVESTIGAÇÃO	63
FIGURA 15 – BUSCA DE DADOS DE IRRADIAÇÃO SunDATA.....	65
FIGURA 16 – DISTRIBUIÇÃO HORÁRIA DA RADIAÇÃO SOLAR	68
FIGURA 17 – SOFTWARE RETSCREEN EXPERT	69
FIGURA 18 – DADOS CLIMATOLÓGICOS EM GUARAPUAVA.....	70
FIGURA 19 – CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS NO RETSCREEN	70
FIGURA 20 – FONTE DE DADOS DE RADIAÇÃO	72
FIGURA 21 – COMPARAÇÃO DE DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR.....	73
FIGURA 22 – COMPARAÇÃO DE DADOS DE TEMPERATURA	74
FIGURA 23 – ENERGIA GERADA (<i>Ec. a.</i>) MENSAL (S1FEI)	79
FIGURA 24 – PRODUÇÃO HORÁRIA (S1FEI - 03/04/2020).....	79
FIGURA 25 – ENERGIA GERADA (<i>Ec. a.</i>) DIÁRIA (S1FEI)	80
FIGURA 26 – ENERGIA GERADA (<i>Ec. a.</i>) PELOS SISTEMAS EM JUNHO 2020....	81
FIGURA 27 – INDICADORES DE DESEMPENHO DOS SISTEMAS.....	84
FIGURA 28 - COTAS DO RESERVATÓRIO DA UHE SANTA CLARA.	85
FIGURA 29 – FLUXOGRAMA DE ANÁLISE RETSCREEN.....	86
FIGURA 30 – ANÁLISE FINANCEIRA RETSCREN (NÍVEL 1).....	90
FIGURA 31 – ANÁLISE FINANCEIRA RETSCREN (NÍVEL 2).....	90
FIGURA 32 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	91

FIGURA 33 – ANÁLISE DE RISCO	92
FIGURA 34 – ANÁLISE DE DISTRIBUIÇÃO	92
FIGURA 35 – PLANILHA 01 (ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO).....	109
FIGURA 36 – PLANILHA 02 ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO ANUAL (<i>Eg</i>)	109
FIGURA 37 – PLANILHA 03 (ÍNDICES DE DESEMPENHO)	109
FIGURA 38 – PLANILHA 04 (ÍNDICES DE MÉRITO S1FEI).....	110
FIGURA 39 – PLANILHA 05 (FATORES DE EXPANSÃO).....	110
FIGURA 40 – PLANILHA 06 PREVISÃO CONFORME FE.....	110
FIGURA 41 – PLANILHA 07 EFEITOS DE M&O NO VPL	110

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: MÓDULOS FOTOVOLTAÍCOS (PBE) ...	26
TABELA 2 – VALORES ANUAIS DE REFERÊNCIA ESPECÍFICOS	46
TABELA 3 – RESUMO DE SISTEMAS FLUTUANTES NO MUNDO.....	51
TABELA 4 – RESUMO DAS INICIATIVAS EM RESERVATÓRIOS NO BRASIL.....	53
TABELA 5 – ACRÉSCIMOS DE EFICIÊNCIA RELACIONADOS	53
TABELA 6 – TAXONOMIA DOS SISTEMAS	55
TABELA 7 – COMBINAÇÃO DOS SISTEMAS	56
TABELA 8 – PARÂMETROS ADOTADOS DOS PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS....	62
TABELA 9 – POTENCIAL SOLAR SUNDATA V 3.0.....	66
TABELA 10 – AFASTAMENTO AO LOCAL DO SISTEMA.....	66
TABELA 11 – SUNDATA IRRADIAÇÃO NO PLANO INCLINADO	66
TABELA 12 – IRRADIAÇÃO MÉDIA MENSAL RADIASOL 2	67
TABELA 13 – IRRADIAÇÃO MÉDIA DIÁRIA RADIASOL 2	68
TABELA 14 – SÉRIE HISTÓRICA DE RADIAÇÃO SOLAR.....	73
TABELA 15 – SÉRIE HISTÓRICA DE TEMPERATURA	74
TABELA 16 – SÉRIE HISTÓRICA DE VELOCIDADE DO VENTO.....	74
TABELA 17 – INTERFERÊNCIAS NA TEMPERATURA OPERACIONAL.....	75
TABELA 18 – ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO DIÁRIA (<i>Eg</i>)	76
TABELA 19 – DISPONIBILIDADE OPERACIONAL DOS SISTEMAS	77
TABELA 20 – ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO ANUAL (<i>Eg</i>)	78
TABELA 21 – ENERGIA GERADA (<i>Ec. a.</i>) PELOS SISTEMAS EM JUNHO/2020 ...	82
TABELA 22 – EFICIÊNCIA DOS SISTEMAS EM SOLO	82
TABELA 23 – ENERGIA GERADA (<i>Ec. a.</i>) 10/06 - 20/06).....	83
TABELA 24 – INDICADORES DE DESEMPENHO DOS SISTEMAS.....	84
TABELA 25 – ÍNDICES DE MÉRITO DE S1FEI (MARÇO A JUNHO)	85
TABELA 26 – FATORES DE EXPANSÃO	86
TABELA 27 – CONSUMO EQUIVALENTE	87
TABELA 28 – BENEFÍCIOS AMBIENTAIS	87
TABELA 29 – HISTÓRICO DE REAJUSTES TARIFÁRIOS (PR).....	88
TABELA 30 – PREVISÃO CONFORME FATORES DE EXPANSÃO.....	89
TABELA 31 – INDICADORES ECONÔMICO-FINANCEIROS.....	90
TABELA 32 – EFEITOS DA MANUTENÇÃO E OPERAÇÃO NO VPL	93

LISTA DE SIGLAS

ABNT	– Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	– Ambiente de Contratação Livre
ACR	– Ambiente de Contratação Regulado
AM	– <i>Air Mass</i> (Massa de Ar)
ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	– Balanço Energético Nacional
CAMEX	– Câmara de Comércio Exterior
CEPEL	– Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CESP	– Companhia Energética de São Paulo
CHESF	– Companhia Hidrelétrica do São Francisco
COFINS	– Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CRESP	– Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina PE
CRESESB	– Centro de Ref. para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EEB	– Estação Elevatória de Águas Brutas
EPE	– Empresa de Pesquisa Energética
ETA	– Estação de Tratamento de Água
IBGE	– Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	– Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.
IEC	– <i>International Electrotechnical Commission</i>
IEE	– Instituto de Energia e Ambiente
IPCA	– Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo publicado pelo IBGE
INMET	– Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO	– Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
G	– Radiação Solar Incidente em $W \times m^{-2}$
G_{ref}	– Irradiância/Radiação Solar de Referência $1.000 W \times m^{-2}$
GEE	– Gases do Efeito Estufa
GW	– Giga-Watt
LABSOL	– Laboratório de Energia Solar da UFRGS
LER	– Leilões de Energia de Reserva
LEN	– Leilão de Energia Nova
MATLAB	– <i>Software</i> MATLAB Laboratório de Matemática
MDIC	– Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços

MME	– Ministério de Minas e Energia
MPPT	– <i>Maximum Power Point Tracking</i>
MW	– Mega-Watt
M&O	– Manutenção e operação (Custos)
NMOT	– <i>Nominal Module Operating Temperature</i>
NRC	– <i>Natural Resources Canada</i>
PADIS	– Progr. de Apoio ao Desenv. Tecnológico da Ind. de Semicondutores
PASEP	– Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PBE	– Programa Brasileiro de Etiquetagem
PeD	– Pesquisa e Desenvolvimento
PIS	– Programa de Integração Social
PPM	– Ponto de Potência Máxima
PROINFA	– Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PR	– <i>Performance Ratio</i> (Taxa de desempenho de uma usina fotovoltaica)
PV	– Tecnologia para conversão de radiação solar em eletricidade
RADIASOL	– Software de cálculo de radiação solar direta e difusa
REIDI	– Regime Especial de Incentivos para o Desenv. da Infraestrutura
RETScreen	– <i>Software RETScreen Clean Energy Management</i>
SCD	– Sistema de Coleta de Dados Operacionais
SELIC	– Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SFCR	– Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	– Sistema Fotovoltaico Isolado
STC	– <i>Standard Test Conditions</i> (Condições padrão de ensaio)
SWERA	– <i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
TMA	– Taxa mínima de atratividade
TIR	– Taxa Interna de Retorno
UFRGS	– Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UHE	– Usina Hidrelétrica
U.M.	– Unidades Monetárias
USP	– Universidade de São Paulo
VRES	– Valor Anual de Referência Específico
VPL	– Valor Presente Líquido
WEB	– Internet ou <i>World Wide Web</i>

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	9
LISTA DE TABELAS	11
1 INTRODUÇÃO	19
1.1 CONTEXTO	19
1.2 OBJETIVOS	20
1.3 JUSTIFICATIVA	21
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	21
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
2.1 A ENERGIA SOLAR.....	22
2.2 INÍCIO DA ATUAL TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA.....	23
2.3 USO DE SEMICONDUTORES	23
2.4 PROCESSO DE FABRICAÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	24
2.5 CONDIÇÕES DE ENSAIO (STC e NMOT)	26
2.6 EFICIÊNCIA DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	27
2.7 INTERFERÊNCIAS NA EFICIÊNCIA	28
2.8 EFEITO DA IRRADIÂNCIA	29
2.9 EFEITO DA TEMPERATURA	30
2.10 HORAS DE SOL PLENO (<i>HSP</i>).....	31
2.11 EFEITO DO VENTO	31
2.12 EFEITO DO RASTREAMENTO SOLAR.....	32
2.13 MERCADOS EM EXPANSÃO	33
2.14 IMPACTOS E BENEFÍCIOS	34
2.15 SISTEMAS FLUTUANTES	35
2.16 ANÁLISE DE SISTEMAS FLUTUANTES	38
2.17 ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO (<i>E_g</i>)	40
2.18 PARÂMETROS DE DESEMPENHO DE SISTEMAS	41

2.18.1	Fator de capacidade (<i>FC</i>).....	42
2.18.2	Produtividade (<i>YF</i>).....	42
2.18.3	Taxa de desempenho ou performance ratio (<i>PR</i>).....	43
2.19	MONITORAMENTO DO SISTEMA.....	43
2.20	FATORES DE EXPANSÃO	44
2.21	INVESTIMENTOS.....	45
2.21.1	Valor presente líquido (VPL)	46
2.21.2	Taxa interna de retorno (TIR).....	47
2.21.3	Período de retorno descontado (<i>Payback</i>).....	48
3	ESTADO DA ARTE	50
3.1	EMPREENHIMENTOS INTERNACIONAIS	50
3.2	INICIATIVAS NO BRASIL	51
3.2.1	Usina no reservatório da UHE Porto Primavera (SP).....	52
3.2.2	Usina no reservatório da UHE de Sobradinho (BA) e Balbina (AM).....	52
3.2.3	Usina fotovoltaica flutuante ETA Passaúna (PR)	52
3.2.4	Resumo dos destaques nas iniciativas nacionais	53
3.3	PRINCIPAIS GANHOS DE EFICIÊNCIA	53
4	MATERIAIS E MÉTODOS	54
4.1	MATERIAIS.....	54
4.1.1	Taxonomia dos sistemas.....	55
4.1.2	Arranjo dos sistemas fotovoltaicos	55
4.1.3	Blocos de ancoragem.....	56
4.1.4	Conexão com a rede de transmissão.....	57
4.1.5	Estrutura.....	58
4.1.6	Flutuadores	59
4.1.7	Inversores.....	59
4.1.8	Módulos fotovoltaicos	60
4.1.9	Rastreador.....	61

4.1.10	Registros dos dados.....	61
4.1.11	Parâmetros dos módulos e inversores	61
4.2	MÉTODO	62
4.2.1	Método para a investigação comparativa	62
4.2.2	Coleta de dados	65
4.2.3	RETScreen.....	69
4.2.4	Organização e tratamento dos dados	71
5	ESTUDO DE CASO.....	72
5.1	COMPARAÇÃO DE DADOS CLIMÁTICOS.....	72
5.1.1	Radiação solar	72
5.1.2	Temperatura.....	73
5.1.3	Velocidade do vento.....	74
5.2	CÁLCULO DE DESEMPENHO DOS SISTEMAS	76
5.2.1	Estimativas de geração (<i>E_g</i>)	76
5.2.2	Disponibilidade dos sistemas	76
5.2.3	Energia efetivamente gerada (<i>E_{c.a.}</i>).....	79
5.2.4	Fator de capacidade (<i>FC</i>).....	83
5.2.5	Produtividade final (<i>YF</i>)	83
5.2.6	Taxa de desempenho (<i>PR</i>).....	83
5.2.7	Fatores de expansão (<i>FE</i>).....	85
5.2.8	RETScreen.....	86
5.3	BENEFÍCIOS AMBIENTAIS.....	86
5.4	VIABILIDADE ECONÔMICA	87
5.4.1	Reajustes tarifários e inflação	88
5.4.2	Previsão de receitas (<i>FE</i>).....	88
5.4.3	Análise de investimentos.....	89
5.4.4	Análise de sensibilidade.....	90

5.4.5	Análise de risco.....	91
5.4.6	Análise do custo operacional.....	92
6	CONCLUSÃO	94
7	TRABALHOS FUTUROS	96
	REFERÊNCIAS	97
	DOCUMENTOS CONSULTADOS	104
	APÊNDICE 1 – Análise RETScreen Expert: Passos	105
	APÊNDICE 2 – Planilhas de cálculo	109
	ANEXO 1 – Dados de geração dos sistemas em kWh	111
	ANEXO 2 – Documentos relacionados	112

1 INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos está em evidência, principalmente os sistemas terrestres, com implantação em diversas localidades. Estes, por sua vez estão vinculados a maiores impactos ambientais em virtude da área, imprescindível, por afetar o uso do solo ao necessitar de áreas planas e, com isto, possíveis desmatamentos locais, entre outros custos para instalação. Apesar de que encontrar áreas de terras, caixas de água ou telhados disponíveis não é necessariamente um problema no Brasil, atualmente (BRASIL, 2020b), outros países podem ser beneficiados com a presente pesquisa, principalmente quando o território destes for composto por ilhas. Assim, surge a oportunidade para o desenvolvimento de sistemas flutuantes, os quais podem ser implantados sobre os reservatórios de água, por exemplo, das usinas hidrelétricas. No entanto, pela indisponibilidade de dados reais de geração de energia fotovoltaica no Brasil, devido às condições meteorológicas peculiares, diversas pesquisas são importantes no sentido de se evidenciar os impactos e benefícios desta combinação de tecnologias. A presente pesquisa está fundamentada na compreensão de aspectos relevantes à conversão de energia solar em fotovoltaica, comparando sistemas com características distintas. Ela compara os dados de produtividade entre quatro sistemas, sendo um flutuante com placas fixas e inclinadas, outro com seguimento solar em um eixo Norte, na direção Leste-Oeste, o terceiro, um sistema fixo com placas em ângulo horizontal e o quarto sistema, também fixo, porém com as placas inclinadas em relação ao eixo Norte. Os três últimos, foram instalados sobre um container metálico. Na pesquisa, está incluída a identificação de aspectos climáticos envolvidos na eficácia da potência instalada e da energia gerada, indicando no experimento qual foi a opção com mais vantagens técnicas e econômicas com relação à região sul do Brasil.

1.1 CONTEXTO

As fontes alternativas sustentáveis de energia são buscadas há décadas. Esta procura sempre é reforçada após os eventos de crises ou apagões. Também outras demandas como a “agenda verde” internacional e metas climáticas, adotadas pelos países corroboram estas iniciativas, por exemplo, de redução de gases do efeito

estufa (GEE) e o Acordo de Paris. Assim, a conversão de radiação solar diretamente em energia elétrica merece atenção por ser praticamente inesgotável e sustentável.

Estima-se que os maiores mercados fotovoltaicos são os Estados Unidos, Europa e a Ásia, ainda hoje, em expansão. O Brasil tem um potencial de geração energética fotovoltaica entre os maiores mercados no mundo (BRASIL, 2018a) e fomentou essa indústria a partir dos anos 2000 por meio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfra) instituído pela Lei nº 10.438/2002.

Entre as alternativas renováveis para a produção energética estão as pequenas centrais hidrelétricas, a energia eólica e as termoeletricas a biomassa (BRASIL, 2002). Dessas opções, a energia eólica teve mais êxito, alcançando 12 GW de capacidade instalada em 2017 (EPE, 2018). Contudo a energia solar que poderia ter acompanhado não teve o mesmo êxito da geração eólica.

Normalmente sistemas com capacidade na ordem de 1 MWp ou maiores requerem grandes áreas planas para implantação. Por esta razão o uso de reservatórios de captação água, parques aquáticos, bacias de contenção de cheias, lagos ou reservatórios de hidrelétricas pode ser útil, contribuindo também para melhorias na produtividade.

Essa pesquisa é relevante pois nos casos disponíveis na literatura são poucas as pesquisas encontradas, analisando o desempenho de um sistema de geração de energia fotovoltaica flutuante em relação à sistemas fixos ou dinâmicos, com dados reais, principalmente, para o clima tropical ou na região sul do Brasil.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é comparar com parâmetros estatísticos experimentais a quantidade e o desempenho de energia elétrica gerada entre sistemas fotovoltaicos com características distintas: flutuantes ou em solo firme, estáticos ou dinâmicos (para rastreamento solar) com módulos horizontais ou inclinados. Todos, porém, instalados na mesma região de análise, no reservatório da UHE Santa Clara.

Como objetivos específicos, têm-se:

- levantar e analisar os parâmetros de geração de energia a partir dos arranjos experimentais reais de painéis fotovoltaicos;

- comparar os dados climáticos, solarimétricos e de geração de energia fotovoltaica ao longo do tempo;
- analisar a aplicação de módulos acoplados a sistemas de rastreamento solar;
- validar por métodos estatísticos a estimativa de geração fotovoltaica para reservatórios com climas similares ao da Região Sul do Brasil;
- analisar os indicadores econômico-financeiros.
- avaliar os resultados de forma a elencar a solução tecnológica mais otimizada no experimento.

1.3 JUSTIFICATIVA

Os incentivos para o desenvolvimento da indústria nacional facilitaram o acesso à tecnologia de geração fotovoltaica. Porém, estes sistemas fotovoltaicos ainda estão incipientes no país, necessitando de pesquisas e análise mais ampla, principalmente, os sistemas flutuantes com o uso de reservatórios de hidrelétricas.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Para expor as informações esta pesquisa foi organizada com esta estrutura:

Neste Capítulo 1, estão apresentados o contexto atual, o objetivo geral, os objetivos específicos e a justificativa.

No Capítulo 2, estão os conceitos utilizados na pesquisa, localizados na base de dados Science Direct contendo revistas especializadas, como também trabalhos em congressos relevantes ao tema.

No Capítulo 3, estão apresentadas iniciativas no mundo e as brasileiras recentes, envolvendo sistemas fotovoltaicos flutuantes.

No Capítulo 4, são apresentados os materiais, componentes e equipamentos do experimento, além da forma para a aquisição e tratamento estatístico dos dados.

No Capítulo 5 tem-se o estudo de caso comparando as estimativas teóricas com os dados de geração real dos sistemas, os parâmetros climáticos, a análise de viabilidade, sensibilidade e risco.

No Capítulo 6, estão apresentadas as análises dos resultados do experimento, as conclusões obtidas com esta pesquisa e indicações para trabalhos futuros, visando colaborar com o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica flutuante.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção, estão relacionadas as informações sobre a tecnologia de geração fotovoltaica flutuante, encontradas principalmente na base de dados Science Direct que inclui revistas especializadas¹, com ênfase no uso de rastreadores, sistemas flutuantes e reservatórios de água, incluindo hidrelétricas. Sendo utilizados também trabalhos apresentados no Congresso Brasileiro de Energia Solar, considerados relevantes para esta pesquisa.

2.1 A ENERGIA SOLAR

Para Pinho e Galdino (2014) a origem de todas as outras formas energéticas disponíveis no planeta Terra é a energia proveniente do Sol. Esta energia está à disposição desde a formação do Sistema Solar e tem duração estimada para mais de 4 bilhões de anos. Além disso, é uma fonte de energia dita não poluente e renovável (SOUZA; OLIVEIRA, 2018). Sendo a mais próxima, esta estrela dista cerca de 150 milhões de quilômetros, 1 unidade astronômica², desta forma, a energia solar leva cerca de 8,32 minutos³ para chegar à Terra.

De acordo com Pinho e Galdino (2014) esta energia solar é proveniente da fusão dos núcleos dos átomos de hidrogênio gerando núcleos atômicos de hélio, inexaurível nos próximos 5 bilhões de anos (NASA, 2013 citado por PINHO; GALDINO, 2014). Esta chega em forma de radiação solar eletromagnética.

Conforme Hosenuzzamana et al. (2015), a energia solar apresenta $3,6 \times 10^4$ TW de uso em potencial. Os autores ainda comparam esta informação ao consumo mundial de $1,7 \times 10^1$ TW em 2012. Desta forma, tem-se uma quantidade de energia disponível excedente à demanda mundial, por muito anos, considerando a comparação potência x consumo.

A eficiência e o uso da superfície terrestre por sistemas fotovoltaicos podem ser comparados a outras fontes de geração em $\text{km}^2 \times \text{ano} \times \text{TWh}^{-1}$, por exemplo, com as usinas de carvão que também ocupam grandes áreas. Porém estas produzem apenas uma vez, sem mencionar o aspecto ambiental (TURNERY; FTHENAKIS, 2011).

¹ Principalmente *Energy, Renewable and Sustainable Energy Reviews e Applied Science*

² Resolução B2 da IAU 2012, <https://www.iau.org/public/themes/measuring/>

³ Ver <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC002050.pdf>, pág. 8, 1 unidade astronômica é igual a 149.597.870.691 m dividida pela velocidade da luz no vácuo, exatamente 299.792.458 m/s.

A capacidade de receber energia solar nova praticamente a cada 8 minutos e meio, passa a percepção de que a utilização mais ostensiva desta fonte, de fato, significa maior eficiência no aproveitamento energético.

2.2 INÍCIO DA ATUAL TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

O efeito fotovoltaico para conversão da radiação solar diretamente em energia elétrica é conhecido há 180 anos, descoberto pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839 (ABREU, 2010 citado por HALMEMAN, 2014). Assim, houve a identificação do fenômeno para o desenvolvimento da atual tecnologia.

A primeira célula fotovoltaica, aplicando os conceitos da física foi construída em 1876 (PINHO; GALDINO, 2014). Porém, naquela época ainda eram escassos os conhecimentos de física necessários ao uso desta tecnologia.

Albert Einstein, Prêmio Nobel de Física em 1921 com o artigo cujo título traduzido representaria: sobre um ponto de vista heurístico relativo à produção e transformação da luz, publicado em 1905, foi quem descreveu o funcionamento do efeito fotoelétrico (THE NOBEL PRIZE, 2018). Estes esclarecimentos teóricos propiciaram o desenvolvimento de células viáveis.

Segundo Miles, Hynes e Forbes (2005) a geração atual de tecnologia fotovoltaica iniciou em 1954 quando Chapin, Fuller e Pearson empregaram silício cristalino alcançando 6% de eficiência em operação. Estas células aplicavam a tecnologia de semicondutores para conversão de energia solar em elétrica (PINHO; GALDINO, 2014). O desenvolvimento do processo de dopagem permitiu um salto de eficiência nesta conversão energética permitindo o uso de forma abrangente.

2.3 USO DE SEMICONDUTORES

Para funcionar, as células solares necessitam transferir a energia absorvida dos fótons da luz incidente para liberar alguns dos elétrons presentes (PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011). Entender este mecanismo propicia agilidade na análise dos materiais empregados para conversão fotovoltaica.

A aplicação de materiais semicondutores: carbono, silício, germânio, arsênio, fósforo, selênio e telúrio permite o uso dos elétrons que preenchem a camada de valência. Existem, também, compostos com funcionamento similar (PINHO;

GALDINO, 2014). E, quanto maior o número de elétrons na camada de valência e de átomos disponíveis melhor será a eficiência operacional das células.

Os elétrons acumulam, por meio dos fótons, energia suficiente para atravessar uma banda chamada *gap* que os separa da banda de condução (PINHO; GALDINO, 2014); (MILES; HYNES e FORBES, 2005). Então, contribui para a produtividade, o uso de materiais que demandem menores quantidades de energia para liberar estes elétrons.

Conforme Pinho e Galdino (2014) a energia absorvida excedente à saída do *gap*, aproximadamente, 3% da radiação incidente se converte em calor.

Apesar do processo de dopagem que visa otimizar a conversão em energia elétrica fotovoltaica, haverá uma parte da radiação captada transformada em calor resultando em perdas nos módulos.

Mesmo com o aparecimento de outras tecnologias para elaboração de células fotovoltaicas, as constituídas em silício mono (c-Si) ou policristalino (p-Si) atendem a maior parte da produção mundial (PINHO; GALDINO, 2014); (BRUTON, 2002 citado por PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011). A disseminação atual desta tecnologia promove uma atraente relação da eficiência disponível com o custo dos módulos e a logística nesta indústria.

Entre as tecnologias alternativas se incluem as células multijunção de alta eficiência, filmes finos, silício amorfo, silício microcristalino, silício em fitas, células orgânicas, corantes ou polímeros (PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011); (PINHO; GALDINO, 2014) e (FREITAS et al., 2017). Estes avanços tecnológicos permitem criar superfícies de conversão fotovoltaicas integradas aos ambientes, por exemplo, revestindo objetos externos em veículos ou edificações em coberturas, paredes e janelas. Porém, esta tecnologia, que utiliza películas implantadas por meio de pintura, ainda está em desenvolvimento e apresenta baixas eficiências na conversão da radiação solar em energia elétrica, na ordem de 4% quando comparadas às tradicionais células comerciais com eficiências já próximas à 17%.

2.4 PROCESSO DE FABRICAÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Para a confecção de células fotovoltaicas tradicionais são empregadas tanto lâminas de silício monocristalino (c-Si ou m-Si) quanto policristalino (p-Si) (PINHO;

GALDINO, 2014). Comercialmente, as células possuem eficiências muito próximas, porém as policristalinas custam menos.

As etapas do processo industrial visam aumentar a absorção de energia dos fótons e transferência dos elétrons carregados (PINHO; GALDINO, 2014). Assim, as células são fabricadas para a maior produtividade por área possível.

Um dos principais elementos empregados na indústria fotovoltaica é o cloreto de cádmio (CdCl_2). Ele interfere no processo de fabricação elevando o preço dos módulos por ser extremamente tóxico (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). Este material além de ser caro ainda causa muitas despesas logísticas e dificuldades no manuseio por causa desta toxicidade.

Este (CdCl_2) pode ser substituído pelo cloreto de magnésio⁴ (MgCl_2) presente na água do mar (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016) com a mesma eficiência para formar a junção tipo p da interface CdTe/CdSi na dopagem de filmes finos. E isto tornaria o processo 99% mais barato por grama, sem considerar os impactos ambientais no descarte (MAJOR et al., 2014). Esta redução no custo de elaboração das células impactaria de forma benéfica a disseminação da tecnologia, sendo inclusive muito mais sustentável. Porém, devido ao custo de adaptação industrial, cuja cultura organizacional mais conservadora e necessidade de amortização financeira, às vezes, pode dificultar mudanças ágeis, estima-se que os processos e equipamentos existentes, deverão ser adaptados gradativamente para auferir os benefícios deste importante avanço tecnológico.

Modelos de impactos ambientais, sociais, econômicos, entre outros, têm sido empregados desde a década de 90 para analisar o ciclo de vida em relação aos sistemas de energia renováveis (MILES; HYNES e FORBES, 2005).

Contudo, uma grande apreensão surge em relação ao descarte adequado dos atuais módulos em uso, ou sua reciclagem após a vida útil estimada em 25 anos, devido à toxicidade dos componentes, principalmente as células fabricadas com cloreto de cádmio.

Iniciativas de processos de reciclagens tanto das células de silício quanto de componentes dos módulos tem demonstrado resultados exitosos nos EUA, Alemanha e Bélgica (MILES; HYNES e FORBES, 2005). No Brasil a legislação estabelece a responsabilidade durante o ciclo de vida de produtos. Assim, a falta de opções para o

⁴ Ver matéria <<https://www.epochtimes.com.br/o-cloreto-de-magnésio-pode-revolucionar-fabricacao-de-paineis-solares/>> e artigo disponível em:<<https://www.nature.com/articles/nature13435>>

descarte ou reciclagem dos componentes dos módulos criam um desafio socioambiental (BRASIL, 2020b).

2.5 CONDIÇÕES DE ENSAIO (STC e NMOT)

Por meio da conexão elétrica entre várias células são formados os módulos e de maneira semelhante podem se conectar vários módulos para encaixa-los em uma estrutura formando um painel.

Os dispositivos fotovoltaicos são testados com as condições normais de ensaio ou *standard test conditions* (STC). Porém, durante a operação real dos módulos essas condições dificilmente se mantêm naquelas constantes (BAHAIDARAH et al., 2013). Além de fatores climáticos surgem os sombreamentos, as sujidades e outros problemas diminuindo a eficiência, a radiação horária disponível dificilmente alcança o valor de $1 \text{ kW} \times \text{m}^{-2}$ (G_{ref}) à temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ na operação dos módulos.

Também, é possível encontrar nas próprias especificações a temperatura nominal do módulo (NMOT) entre $40 \text{ }^\circ\text{C}$ e $50 \text{ }^\circ\text{C}$ para a condição operacional (PINHO; GALDINO, 2014). Estes parâmetros podem ser bem mais condizentes com a realidade de produção dos módulos.

Para o uso no Brasil os módulos e demais equipamentos devem ser registrados e ter o selo do INMETRO⁵ fixado no verso, incluindo a classe de eficiência, conforme a TABELA 1 (INMETRO, 2011 citado por PINHO; GALDINO, 2014).

TABELA 1 – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (PBE)

Energia (Elétrica)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	CLASSES	ÍNDICE DE MÓDULO	
			SILÍCIO CRISTALINO	FILME FINO
Mais eficiente	Maiores	A	$EE > 13,5$	$EE > 9,5$
		B	$13,5 \geq EE > 13,0$	$9,5 \geq EE > 7,5$
		C	$13,0 \geq EE > 12,0$	$7,5 \geq EE > 6,5$
		D	$12,0 \geq EE > 11,0$	$6,5 \geq EE > 5,5$
Menos eficiente	Menores	E	$EE < 11,0$	$EE < 5,5$

FONTE: Adaptado de INMETRO atualização de 27/2/2018 (2019)

Assim, é possível observar as eficiências e tipos disponíveis, isto garante tanto a qualidade dos dispositivos quanto a segurança durante a operação dos mesmos, uma vez que os materiais e equipamentos necessitam de aprovação técnica rigorosa para serem disponibilizados.

⁵ Disponível em: http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaiico_modulo.pdf

Os sistemas flutuantes, mesmo os instalados em água salgada, ainda utilizam módulos convencionais com quadros de metal, sempre passíveis de corrosão. Assim, são necessárias alternativas, em polímeros, com durabilidade para resistir ao nevoeiro salino (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). Porém, já existem módulos fotovoltaicos comerciais elaborados com maior impermeabilidade visando atender aos sistemas flutuantes (GALDINO; OLIVIERI, 2017). Para manter a vida útil algumas características de fabricação dos módulos necessitam desses ajustes, tendo em vista a maior agressividade quando da operação sobre a água principalmente em climas tropicais.

Para Pinho e Galdino (2014), a melhor opção para definição dos módulos é feita observando o custo e a durabilidade, porém sendo recomendável usar a eficiência, mas apenas em ocasiões com severas restrições de áreas para instalação. Atualmente existe uma ampla gama de dispositivos na indústria fotovoltaica que podem satisfazer adequadamente às condições de projeto.

2.6 EFICIÊNCIA DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Em grande parte, a radiação solar incidente é absorvida como energia térmica, implicando em aumento da temperatura do módulo, apenas algo entre 4% e 18% se transforma em energia elétrica (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). Para Parida, Iniyar e Goic, (2011), atualmente, a eficiência apresentada pelas células fabricadas com silício multicristalino (p-Si) disponíveis está contida em um intervalo entre 14% e 19%.

Para Pinho e Galdino (2014), o método industrial Czochralski com silício monocristalino (m-Si) fornece células com eficiência próxima de 16,5%. Porém, com a utilização de silício multicristalino (p-Si) esta eficiência média ficaria um pouco abaixo, na faixa entre 14,5% e 16,2%. Para Freitas et al., (2017), a constatação é parecida pois os autores indicam os intervalos de eficiência entre 14 e 20% ou 12 e 17% para células com silício monocristalino e policristalinos, respectivamente.

Na prática estas eficiências ficam bem próximas, não justificando o uso de células m-Si na maioria dos casos devido ao maior custo. Comercialmente estão disponíveis módulos economicamente viáveis, com eficiência no patamar de 17%.

Às vezes, é necessária a produção energética dos primeiros cinco anos de operação para amortizar o gasto na produção de cada 1 kWp de módulos em silício,

estimado entre 5 e 6 MWh. Neste caso, a solução proposta por pesquisadores foi a utilização de concentradores de espelho em alumínio cerca de 30 vezes mais baratos, com custo de 210 kWh para cada 1 kWp (CAZZANIGA et al., 2012). O processo de reciclagem dos discos de silício pode reduzir o consumo de energia estimado na fabricação de 9,32 kWh para 2,17 kWh, mantendo a eficiência inicial, isto acelera o tempo de retorno para apenas 1,14 anos dos 4,92 anos iniciais (MILES; HYNES e FORBES, 2005).

Neste ponto de vista vale a pena refletir sobre a energia empregada para produção do concreto, confecção das peças de metal e demais componentes utilizados para viabilizar a geração também das outras fontes de energia.

2.7 INTERFERÊNCIAS NA EFICIÊNCIA

A diferença na temperatura de operação das células causa variações na quantidade de energia gerada (SAHU; YADAV e SUDHAKAR, 2016). Esta observação é compartilhada também por outros pesquisadores (LEE; JOO e YOON, 2014). Conforme Pinho e Galdino (2014) a irradiância disponível e a temperatura de operação são os principais fatores que afetam a produtividade das células, mesmo em condições de irradiância padrão⁶ de $1 \text{ kW} \times \text{m}^{-2}$. De acordo com Bahaidarah et al. (2013), a intensidade da radiação solar e a temperatura de operação são dois fatores importantes que afetam a geração de energia fotovoltaica.

Desta forma, optou-se em buscar quais seriam os parâmetros climáticos mais relevantes para figurar entre os parâmetros observados nesta pesquisa.

Um aspecto importante visando uma maior produtividade é a refrigeração da superfície do painel fotovoltaico durante a operação (CAZZANIGA et al, 2012). De acordo com Siecker, Kusakana e Numbi (2017), os autores indicam a diminuição de 0,5% na eficiência de conversão fotovoltaica para cada acréscimo de 1° C na temperatura da face dos módulos.

Nos sistemas flutuantes o efeito da umidade e da corrosão são mais acentuados devido à proximidade com a superfície da água. Há, uma absorção da umidade que ocorre de forma natural pelas costas do painel até atingir as células

⁶ A irradiância disponível aos satélites no espaço se aproxima de 1.367 W/m^2 (PINHO; GALDINO, 2014). Parte dela é absorvida no topo da atmosfera.

(BORBA; NOVAK, 2018). Porém, quanto ao resfriamento natural dos módulos este efeito é considerado benéfico (LEE; JOO e YOON, 2014).

Para a limpeza dos painéis é necessário um consumo anual de água estimado entre 1900 L e 3800 L a cada MWp instalado (TURNEY; FTHENAKIS, 2011). Os sistemas com módulos instalados com baixas inclinações também necessitam de limpeza frequente.

A proximidade da água proporciona uma refrigeração natural, impedindo as perdas devido ao aumento excessivo de temperatura dos módulos, o que apesar de contribuir com a umidade acelerando o declínio no desempenho dos módulos, também disponibiliza água para limpeza.

2.8 EFEITO DA IRRADIÂNCIA

Um dos principais fatores para análise de viabilidade, é a estimativa de dados de irradiância solar média mensal para diferentes locais no Brasil. Esta pode ser obtida junto ao programa SunDATA V 3.0 do Centro de Referência em Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB), (OLIVEIRA; VIEIRA JUNIOR, 2019) e (PINHO; GALDINO, 2014). Sendo uma ferramenta útil no dimensionamento de sistemas, pode ser obtida de diversas fontes disponíveis, por exemplo, SONDA, METEONORM, INMET, SSE-NASA, SWERA, SODA (PINHO; GALDINO, 2014).

O programa⁷ RADIUSOL 2 da UFRGS, permite o cálculo de dados de irradiação horária direta e difusa sobre plano inclinado, em média mensal, necessários para uma simulação horária. Os autores Urbanetz Junior et al., (2014) utilizaram os dados disponibilizados pelo INMET para esta conversão por meio do RADIUSOL 2. Este programa RADIUSOL 2 também foi utilizado nesta pesquisa. Em superfícies inclinadas incide mais uma componente, além da radiação direta e difusa, a radiação refletida pela superfície ao redor, o albedo (PINHO; GALDINO, 2014).

O efeito borda de nuvem promove naturalmente uma concentração da irradiância (SCHENKEL, 2015). Neste caso, a nuvem funciona tal qual um anteparo, desviando a trajetória de uma parte da radiação incidente, concentrando-a em um ponto, propiciando desta forma maior geração de energia.

No entanto, graus de irradiância superiores aos naturais podem ser obtidos pelo uso de concentradores ópticos. Estes podem ser lentes ou espelhos,

⁷ Disponível em <http://www.solar.ufrgs.br/#softwares> para download gratuito.

aumentando a quantidade de radiação e assim a eficiência das células, desde que se mantenha um controle apropriado de temperatura (CAZZANIGA et al., 2012) e (CASSARES, 2016).

Sistemas de concentração são empregados para direcionar a radiação em áreas específicas dos módulos fotovoltaicos. A otimização da produtividade alcançada com o sistema heliostato concentrador, por exemplo, aplicou o rastreamento em um ou dois eixos, mas apresenta as limitações de custo, monitoramento e refrigeração (PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011).

É importante estimar a radiação solar com precisão e reconhecer os limites para a conversão em energia elétrica. Mesmo concentrando a radiação, sempre haverá um limite na disponibilidade, seja na captação, em razão dos componentes ou mesmo nos desafios de armazenamento da energia produzida.

2.9 EFEITO DA TEMPERATURA

Aproximadamente 3% da radiação incidente no painel é convertida em calor. A partir disso, para estimar a temperatura de operação de um módulo fotovoltaico em condições reais pode ser utilizada a Equação (1) de Pinho e Galdino (2014):

$$T_{mod} = T_{amb} + K_t \times G \quad (1)$$

Onde:

T_{mod} = temperatura do módulo em °C

T_{amb} = temperatura ambiente em °C

K_t = coeficiente térmico módulo em °C × W⁻¹ × m⁻² padrão: 0,03

G = irradiância incidente sobre o módulo em W × m⁻²

Para Sahu, Yadav e Sudhakar (2016), restrições de umidade ou temperaturas negativas, presentes em regiões congeladas, também causam quedas na eficiência.

Por exemplo de aplicação da Equação (1), um módulo qualquer apresentaria 58 °C de temperatura de operação quando exposto à irradiância de 1000 W×m⁻² em uma temperatura ambiente de 28 °C (PINHO; GALDINO, 2014). Para um módulo de 345 Wp com coeficiente de perda de -0,5% para cada 1 °C acima de 25 °C (STC), isso resultaria em 288 Wp, ou seja, uma perda de eficiência na ordem de 16,5%, conforme a Equação (2) adaptada de (PINHO; GALDINO, 2014).

$$\Delta P(\%) = C_p \times (T_{mod} - T_{STC}) \quad (2)$$

Onde

ΔP = perda de eficiência do módulo em %

C_p = coeficiente de perda térmica em $\% \times ^\circ\text{C}^{-1}$ padrão: -0,5

T_{mod} = temperatura de operação do módulo em $^\circ\text{C}$

T_{STC} = temperatura padrão de teste igual a 25 $^\circ\text{C}$

2.10 HORAS DE SOL PLENO (*HSP*)

Normalmente, a maior disponibilidade de irradiação ocorre entre 9 e 15 h, neste período, o sistema fotovoltaico necessita estar bem posicionado, longe de possíveis sombras nos módulos (PINHO; GALDINO, 2014); (TURNEY; FTHENAKIS, 2011).

Por meio da integração da irradiação ($\text{W} \times \text{m}^{-2}$) incidente a cada hora (h), ao longo do dia, dividida por $1.000 \text{ W} \times \text{m}^{-2}$ obtém-se o número de horas de radiação equivalentes à constante solar. Este valor, em base mensal e convertido em $\text{kWh} \times \text{m}^{-2}$ é o número de horas de sol pleno (*HSP*) (PINHO; GALDINO, 2014).

Conforme a Equação (3) de (OLIVEIRA; VIEIRA JUNIOR, 2019):

$$HSP = H_T / 1000 \quad (3)$$

Onde:

HSP = número de horas de sol pleno em h

H_T = irradiância acumulada sobre o módulo em $\text{Wh} \times \text{m}^{-2}$

1000 = irradiância em $\text{W} \times \text{m}^{-2}$ na condição STC (Gref)

2.11 EFEITO DO VENTO

Para Bahaidarah et al. (2013) os fatores climáticos interferem diretamente na conversão fotovoltaica, principalmente a radiação solar, a temperatura ambiente e a velocidade do vento.

Na busca de outros fatores ambientais que pudessem interferir na produtividade dos painéis observou-se que Kamuyu et al. (2018) usaram dados reais de monitoramento ambiental para derivação de coeficientes via MATLAB. Esta

pesquisa relacionou a temperatura operacional dos módulos com dados sazonais de temperatura ambiente, radiação solar, velocidade do vento e temperatura da água. Com isso, os autores formularam dois modelos para previsão de temperatura. O modelo 1 com desvio de 2% e no modelo 2 o erro foi de 4%, sendo representados, respectivamente, pelas Equações (4) e (5) de (KAMUYU et al., 2018):

$$T_{m1} = 2,0458 + 0,9458 T_a + 0,0215 G_T - 1,2376 V_w \quad (4)$$

$$T_{m2} = 1,8081 + 0,9282 T_a + 0,021 G_T - 1,2210 V_w + 0,0246 T_w \quad (5)$$

Onde:

T_{m1} = temperatura operacional do modelo 1 em °C

T_{m2} = temperatura operacional do modelo 2 em °C

T_a = temperatura ambiente em °C

G_T = irradiância sobre o módulo em $W \times m^{-2}$

V_w = velocidade do vento em m/s

T_w = temperatura da água em °C

Pesquisas indicam que os módulos dos sistemas flutuantes apresentavam uma temperatura média anual de operação 4 °C menores do que sistemas no topo de telhados ou em terra firme (KAMUYU et al., 2018).

Este acréscimo no erro com a inserção do parâmetro de temperatura da água, pode ser evidência da necessidade de combinação também com outras variáveis, talvez com a umidade ou pressão atmosférica. Porém, a interferência do vento se mostrou bem mais precisa e significativa, sendo adotada para análises futuras nesta pesquisa.

2.12 EFEITO DO RASTREAMENTO SOLAR

Segundo Choi et al. (2014a) o sistema fotovoltaico pode ter um ângulo fixo ou ser do tipo dinâmico (*tracking*) para aumento da incidência de luz rastreando a posição do sol. Este rastreamento solar em dois eixos permite aumentar até 30% da produtividade em relação à sistemas fixos (CHOI et al., 2014a) e (GOMEZ; WANG; BARNETT, 2012 citado por FREITAS et al., 2017).

Para Trevelin (2014), a geração fotovoltaica aumenta na ordem de 25% ao se utilizar um sistema de acompanhamento do movimento solar em um eixo. Para dois

eixos de rastreamento este valor é de 39,2% mais eficiente quando comparado à um sistema fixo. Estes dados foram obtidos pela pesquisa de três dias com um protótipo. O autor sugeriu investigar a geração de energia ao longo de um ano inteiro, a amplitude térmica devido à incidência da radiação solar e a aplicação de sistemas fotovoltaicos junto a rastreadores em tamanho real (TREVELIN, 2014).

Conforme Cassares, Almeida e Zilles (2018), existem equipamentos mecânicos, denominados de seguidores solares, que controlados eletronicamente permitem expor a mesma superfície em direção ao Sol. Eles são capazes de aumentar a geração de energia elétrica pois aumentam a captação de radiação.

Os autores desenvolveram no âmbito de um PeD um protótipo de um seguidor solar com peças e controle nacional para a indústria brasileira. A instalação do protótipo com liberdade de rastrear de 60° oeste a 60° leste, em um eixo horizontal, ocorreu no estacionamento do IEE/USP⁸ (RODRIGUEZ et al., 2014 citado por CASSARES, ALMEIDA e ZILLES, 2018). Eles obtiveram uma produção de 18,5% maior em 27/08/2016 (CASSARES; ALMEIDA e ZILLES, 2018) e de 17,4% em ganhos médios na produtividade (CASSARES; ALMEIDA e ZILLES, 2018).

Na pesquisa realizada Cassares, Almeida e Zilles (2018), apresentam uma comparação entre a produção durante um dia de um sistema fixo e outro com seguidor de máxima radiação solar, normalizadas pela potência instalada de cada sistema.

Dessa forma, é perceptível o ganho de produtividade no período inicial da manhã e final da tarde proporcionado por meio do rastreamento da posição do Sol resultando no acréscimo de captação de radiação solar.

2.13 MERCADOS EM EXPANSÃO

De acordo com Sahu, Yadav e Sudhakar (2016), o mercado de painéis solares flutuantes na Ásia-Pacífico é o que está se desenvolvendo de forma mais rápida, entretanto os mercados da Europa, Japão, China e Índia também estão em grande movimento de expansão. Para aqueles autores, também são nichos de expansão destes sistemas energéticos a China, Índia, Japão, EUA, Coréia, Austrália e o Brasil entre outros países populosos.

⁸ IEE/USP Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (coordenadas 23,5° S e 46,7° O).

Para Hosenuzzamana et al. (2015) a autoridade de desenvolvimento de energia sustentável da Malásia (SEDA), tem implementado ações para que até 2050 o país adote a energia solar como sua principal fonte de energia.

De acordo com Pereira et al. (2006) o Brasil tem um grande potencial de aplicação de sistemas de painéis fotovoltaicos interligados à rede devido à alta disponibilidade de recursos energéticos solares.

O Atlas Solarimétrico do Brasil indica entre 1.642 e 2.300 kWh×m⁻²×ano⁻¹ a radiação anual média no país (TREVELIN, 2014). Para a região sul estima-se em 5,2 kWh×m⁻²×dia⁻¹ ou 1.898 kWh×m⁻²×ano⁻¹ (STRANGUETO, 2016).

Em 2017, segundo o Relatório Síntese da Empresa de Pesquisas Energéticas, Epe (2018, a oferta interna de energia no Brasil teve a participação de fontes renováveis em 43,2%. Na geração elétrica saltou de 85 GWh em 2016 para 832 GWh em 2017 (EPE, 2018).

Segundo a EPE, após ultrapassar em 2017 a capacidade instalada de 1 GW, com R\$ 125 bilhões em investimentos, o Brasil poderia alcançar 25 GW instalados em energia fotovoltaica até 2030 (BRASIL, 2018a).

O Plano Decenal de Energia 2017-2026 (PDE 2026), indicava uma expansão por meio de contratações pelo Governo. Sendo 7 GW na geração centralizada e 3,5 GW na geração distribuída (BRASIL, 2018a e BRASIL, 2017).

Mais atualizado, o Plano Decenal de Energia 2020-2029 (PDE 2029), indicou por destaques da oferta de energia elétrica no país as fontes eólica, solar e a gás natural, tendo na fonte fotovoltaica, uma contratação de 298 MW em 2020, 557 MW em 2021 e 585 MW em 2022 (BRASIL, 2020a).

Contudo, essas decisões de expansão são expressas em ambiente de mercado por meio de leilões de energia e contratação no mercado livre, cabendo aos interessados uma análise mais crítica sobre o assunto (BRASIL, 2018b).

2.14 IMPACTOS E BENEFÍCIOS

A comparação da demanda de energia utiliza uma estimativa de geração alternativa, para as simulações eólicas com o sistema de acompanhamento de medições anemométricas ou solarimétricas com o *System Advisor Model*. Esta análise permite aplicar de forma mais otimizada os recursos disponíveis, por exemplo, no início das manhãs quanto às fontes de geração (BRASIL, 2020a).

Em relação às curvas de geração x demanda, no Brasil em 2015 a ANEEL instituiu a diferente tarifação na energia elétrica por meio das bandeiras: verde, amarela e vermelha, essa em patamares 1 e 2, quando o custo excedente para a geração da energia demandada é repassado ao consumidor final.

Neste caso, é possível a instalação de equipamentos eletrônicos para o gerenciamento e otimização dos recursos de geração ou armazenamento no intervalo de aplicação das bandeiras (SCHREIBER et al., 2020).

A energia fotovoltaica diminui a necessidade de energia gerada por outras fontes, inclusive ditas renováveis, promovendo também vantagens de âmbito ambiental, econômico e social (BRASIL, 2018a). Sendo relacionada uma quantidade próxima de 27 vagas criadas em empregos diretos a partir da instalação anual de 1 MW em energia solar fotovoltaica (ABSOLAR, 2017 citado por BRASIL, 2018a).

Esta criação de vagas de empregos, com características de fonte limpa e perene passa à indústria fotovoltaica uma imagem de retroalimentação sustentável para o desenvolvimento energético, pois por um lado fornece a energia e por outro cria subsídios para reorganizar a locação de mão-de-obra que estiver ociosa.

Turney e Fthenakis (2011), indicaram 32 impactos ambientais relacionados à grandes sistemas de geração fotovoltaicas. Os autores identificaram 22 itens benéficos, 4 neutros e 6 que necessitam maior investigação, porém, nenhum negativo, em comparação aos modelos de geração elétrica tradicionais empregados nos Estados Unidos, (TURNERY; FTHENAKIS, 2011).

Do ponto de vista ambiental, as conclusões da pesquisa citada corroboram com o padrão sustentável da indústria fotovoltaica perante às fontes de energia mais consolidadas.

2.15 SISTEMAS FLUTUANTES

Para Sahu, Yadav e Sudhakar (2016), o maior encargo dos sistemas fotovoltaicos é decorrente da dependência de terra firme para implantação pois esta trata-se sempre de um bem muito valorizado. Para os autores, a eficiência abaixo de 15% pode ser melhorada nos sistemas fotovoltaicos flutuantes, devido a capacidade de refrigeração da água (SAHU, YADAV E SUDHAKAR, 2016) e (BAHAIDARAH et al., 2013).

Desta forma, conforme Choi et al. (2014a), amplamente, são realizadas pesquisas para atender à necessidade de encontrar novos locais e também outros modos para realizar as instalações de forma alternativa aos sistemas convencionais.

De acordo com Sahu, Yadav e Sudhakar (2016), países com pequenos territórios ou quando este é composto predominantemente por ilhas a exemplo do Japão, Singapura, Korea e Filipinas, apresentam indisponibilidade de terras para sistemas fotovoltaicos convencionais fixos no solo.

Para Choi, Lee e Kim (2013), uma nova etapa de evolução tecnológica é o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos flutuantes, uma inovação que mobiliza a sinergia entre as duas tecnologias: flutuante e a de geração fotovoltaica. Sistemas *off-shore* (alto mar) podem ser elaborados aproveitando mais de 70% da superfície da Terra ocupado pelos oceanos (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

Para Sahu, Yadav e Sudhakar (2016), um importante tema a ser investigado é a interação com a água salgada, seus efeitos na estrutura e a interferência no desempenho dos módulos. De acordo com Kim, Yoon e Choi (2017) a indústria fotovoltaica necessita desenvolver técnicas e métodos mais eficientes para viabilizar os grandes sistemas flutuantes.

Conforme Sahu, Yadav e Sudhakar (2016), na concepção de painéis solares é imprescindível levar em conta aspectos climáticos, por exemplo, o efeito da velocidade máxima do vento, da corrente da água, do limite de temperatura, até mesmo carga de neve, ciclone e tufões quando forem instalados em zonas de risco.

Para Cazzaniga et al. (2012), uma vez que está ocorrendo uma expressiva redução de custos, isto traz a oportunidade para se implantar vultuosas instalações. Os autores elaboraram três arranjos denominados de plantas FTCC (*floating, tracking, cooling, concentrating*). Por meio de concentradores de radiação e refrigeração com um véu de água, lograram ultrapassar o ganho de 30% na produtividade, sendo 25% apenas com o seguidor (CAZZANIGA et al., 2012).

O sistema fotovoltaico flutuante contém, geralmente, uma estrutura para fixar os módulos, estes com impermeabilidade melhorada, sistema flutuante resistente, ancoragem, cabos e conectores submersíveis, inversores e subestação (GALDINO; OLIVIERI, 2017); (KIM; YOON; CHOI, 2017); (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016) e (CHOI; LEE; KIM, 2013).

Segundo Sahu, Yadav e Sudhakar (2016), uma significativa evolução nos sistemas fotovoltaicos flutuantes ocorreria com a elaboração de um sistema de rastreamento capaz de ajustar tanto o ângulo de azimute quanto a inclinação.

Os autores Lee, Joo e Yoon (2014) confeccionaram uma estrutura feita com peças de polímeros plásticos reforçados (PFRP), que foram conectadas por parafusos de aço inoxidável para suportar os módulos (LEE; JOO; YOON, 2014). Para a flutuação eles preencheram tubos reforçados com fibra de vidro (GFRP) com espuma de poliestireno (isopor) (LEE; JOO; YOON, 2014). A pesquisa utilizou o método dos elementos finitos para análise de tensões no material, incluindo o esforço causado pela força do vento a 36 m/s, cerca de 800 Pa (LEE; JOO; YOON, 2014).

Em outro projeto, de um sistema flutuante de 1 MW, os autores construíram uma estrutura com elementos em polímero reforçado com fibra (FRP). Cujas análises, também com o método dos elementos finitos, considerava uma carga de vento a 30 m/s, exigência da Korean *Building Code and Commentary*, incluindo uma carga de neve ($0,4 \text{ kN} \times \text{m}^{-2}$) aplicada nos módulos. E, nos apoios, além dessas, os autores incluíram, uma carga adicional ($4,9 \text{ kN} \times \text{m}^{-2}$). Na análise de todas as estruturas a tensão de cisalhamento foi identificada como esforço crítico (KIM; YOON; CHOI, 2017).

Há, plataformas e flutuadores elaborados em plástico reforçado com fibra de vidro (GRP) ou polietileno de alta densidade (PEAD). Em PEAD são bem mais comuns, pois, apresentam como vantagens: a resistência a tração, a menor manutenção, uma alta resistência aos efeitos da corrosão e também da radiação ultravioleta. Este material reciclável é o mesmo aplicado em tanques de combustível, garrafas de leite e tubos de água (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

Segundo Galdino e Olivieri, (2017) muitos esforços atuam na estrutura dos sistemas flutuantes. Assim, de acordo com os autores, o sistema de ancoragem, que recebe grandes solicitações de carga proveniente de ondas, correntezas e do vento também precisa atender à possibilidade de grande diferença no nível de água (CHOI, 2014b) e (BORBA; NOVAK, 2018).

Os elementos estruturais, a exemplo de caís, píer, passarelas, pontes e blocos são muito importantes para os sistemas de ancoragem pois permitem manter o posicionamento dos sistemas flutuantes mesmo quando submetidos à fortes correntes de água. (SAHU, YADAV E SUDHAKAR, 2016).

Estabelecer um centro de rotação pode ser útil ao rastreamento solar em estruturas flutuantes. Para comprovar esta afirmação, o pesquisador aplicou rotações em uma estrutura circular posicionada dentro de uma estrutura fixa utilizada com guia (CHOI et al., 2014a).

Para Galdino e Olivieri (2017), faz sentido também que no Brasil a estrutura flutuante e a ancoragem levem em conta grandes amplitudes no nível de água. Até mesmo, considerar a interação com leitos secos desnivelados dos reservatórios, em casos extremos de estiagem prolongada.

Para Sahu, Yadav e Sudhakar (2016), vale ressaltar que os sistemas flutuantes, até agora, evitam de deixar componentes submersos. Eles apresentam caixas de junções impermeáveis, cabos com especificações adequada, sendo indicado o posicionamento de inversores e baterias em locais secos, em solo.

2.16 ANÁLISE DE SISTEMAS FLUTUANTES

Na evolução da tecnologia fotovoltaica, com a sinergia da característica flutuante, foram observadas duas vantagens: a maior eficiência e a redução na evaporação da água (MEDEIROS; FERREIRA, 2018).

Na Coréia do Sul, sistemas com painéis flutuantes são considerados, em média, 11% mais eficientes do que seriam em solo (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016); (KIM; OH; PARK, 2019).

Segundo a pesquisa de Choi, Lee e Kim (2013) dados reais indicam mais de 11,0% em ganhos de produtividade para dois sistemas flutuantes analisados, em comparação a um sistema em solo na Coreia do Sul.

Na pesquisa realizada por Kamuyu et al. (2018), os autores concluem que o ganho observado de 10% na produtividade de sistemas flutuantes, também, contribui para validar outras pesquisas comparando os sistemas terrestres.

Porém, este ganho de eficiência na Coréia pode não se repetir no Brasil devido às peculiaridades regionais e do clima tropical (GALDINO; OLIVIERI, 2017).

Pesquisas indicaram que a cobertura de reservatórios por painéis e flutuadores possibilita reduzir a evaporação de água próxima de 40% na Austrália (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

Porém, devido ao acréscimo no custo, algumas situações necessitam de melhor investigação do ponto de vista econômico (GALDINO; OLIVIERI, 2017) e (FREITAS et al., 2017).

Segundo Sahu, Yadav e Sudhakar (2016), comparado aos sistemas solares convencionais, os sistemas flutuantes possibilitam obter 11% a mais de produtividade além de economizar 70% da evaporação de água, porém o custo de implantação é 1,2 vezes maior (SAHU, YADAV E SUDHAKAR, 2016). Para Kato (2013) citado por Galdino e Olivieri, (2017) sistemas flutuantes custam mais, eles indicam algo próximo de 30% a mais do que um sistema convencional.

Além desses aspectos já comentados, também estão relacionados aspectos complementares por outros pesquisadores. Assim, de acordo com Sahu, Yadav e Sudhakar (2016) incluem-se nas vantagens: o aumento de qualidade da água, menor interação da poeira e uso mais racional do solo. De acordo com Trapani e Millar (2013) citado por Borba e Novak (2018) ressalta-se também a disponibilidade de água para realizar a limpeza dos módulos.

Os autores Oliveira e Vieira Junior (2019) indicaram que pode ser produtiva a sinergia entre sistemas fotovoltaicos e as pequenas centrais hidrelétricas, porém, apenas quando permite gerar e entregar maior quantidade de energia. Para os autores, isto ocorre quando este arranjo preserva a água de evaporações e de descartes nos reservatórios com baixa capacidade e baixas vazões afluentes.

Segundo Sahu, Yadav e Sudhakar (2016), resumidamente, são desvantagens dos sistemas flutuantes: o risco de danos perante perturbações atmosféricas, a corrosão dos metais presentes, prejuízos para algas e animais, interferências na pesca e transporte aquático além de exigir retiradas regulares de argila das margens.

Portella et al. (2018) expuseram os aspectos ambientais e de qualidade da água a partir do estudo de caso sobre um sistema fotovoltaico flutuante no reservatório da UHE Santa Clara, com capacidade de geração de 103,5 kWp, no qual, esta investigação é parte integrante.

De acordo com Medeiros e Ferreira (2018) durante as estiagens a fonte solar pode complementar a geração hídrica.

Para Galdino e Olivieri (2017) a geração hidrelétrica não responderia bem a intermitência da geração solar com intervalos de segundos. Os autores expuseram que um sistema fotovoltaico significativo para contribuir para a usina precisaria dispor de dezenas de megawatts instalados.

Outra questão levantada por Galdino e Olivieri (2017) se refere ao desafio operacional para manter a geração obrigatória pré-estabelecida (despacho). Para os autores, a solução deste problema por meio de um sistema de armazenagem elevaria bastante o custo total (GALDINO; OLIVIERI, 2017).

2.17 ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO (E_g)

A efetiva conversão da radiação solar em eletricidade é apontada como o fator mais importante para se avaliar o desempenho operacional em sistemas fotovoltaicos flutuantes (SAHU, YADAV E SUDHAKAR, 2016).

Para Strangueto (2016) citado por Portella et al. (2018), empregando 80% da área de 24,69 km² do reservatório da Usina Hidrelétrica de Santa Clara em Pinhão (ANEEL UHE.PH.PR.028361-4.01), no Estado do Paraná, seria possível uma geração fotovoltaica de 2.131 MWh × ano⁻¹ sendo 243,26 kW médios. A presente pesquisa, empregou 1,128 km² de área neste reservatório para estudar um sistema fotovoltaico flutuante com 100,74 kWp de capacidade instalada.

Para estimar a energia produzida por um sistema fotovoltaico é importante obter um número de horas de Sol pleno (HSP) (PINHO; GALDINO, 2014). Este número equivalente a radiação acumulada por unidade de área em um intervalo de tempo conhecido (SCHENKEL, 2015). Também, são necessários: a capacidade do sistema fotovoltaico e o rendimento do inversor instalado (OLIVEIRA; VIEIRA JUNIOR, 2019) e (SCHENKEL, 2015).

Conforme a Equação (6) de Oliveira e Vieira Junior (2019).

$$E_g = P_T \times HSP \times \eta_{CC/CA} \quad (6)$$

Onde:

E_g = energia gerada em quilowatt-hora pico kWhp

P_T = potência instalada em quilowatt-pico kWp

HSP = número de Horas de Sol Pleno em horas

$\eta_{CC/CA}$ = coeficiente de rendimento do inversor de 0 a 1

Para Kim, Oh e Park (2019) na Coreia do Sul existem 1.134 reservatórios de água com profundidade entre 1 m e 5 m. Neste caso, foi estimado que, usando 10% da área destes reservatórios, seria possível obter 2.103 MW de capacidade instalada

em sistemas flutuantes com uma produção anual de 2.932 GWh. Os pesquisadores utilizaram a fórmula do *software RETScreen* da *Natural Resources Canada*⁹, conforme a Equação (7) de (KIM; OH; PARK, 2019).

$$E_A = H_t \times S \times \eta_r \times \eta_{inv} \times [1 - \beta_p \times (T_c - 25)] \times (1 - \lambda_p) \times (1 - \lambda_c) \quad (7)$$

Onde:

E_A = quantidade de energia produzida em kWh \times h⁻¹

H_t = irradiação por unidade de área por hora em kWh \times m⁻² \times h⁻¹

S = área da superfície do módulo em m²

η_r = coeficiente de eficiência do módulo valor de 0 a 1

η_{inv} = coeficiente de rendimento do inversor valor de 0 a 1

β_p = coef. de temp. relativo a η_r em % \times °C⁻¹ (ou $-0,5 \times 100^{-1}$)

T_c = temperatura média de operação do módulo em °C

λ_p = coeficiente de perda do módulo de 0 a 1

λ_c = coeficiente de perda do inversor de 0 a 1

2.18 PARÂMETROS DE DESEMPENHO DE SISTEMAS

Conforme Cassares, Almeida e Zilles (2018), para a análise operacional de sistemas fotovoltaicos com diversas capacidades instaladas, pode-se usar a normalização. Para os autores, a energia gerada pode ser comparada à irradiação disponível, por meio das figuras de mérito rendimento global (PR) e produtividade final (Y_F). De acordo com Urbanetz Junior et al. (2014) estas servem também para comparar sistemas em locais distintos.

Conforme Urbanetz Junior et al. (2014), os autores usaram as figuras de mérito: yield (produtividade); *performance ratio* (taxa de desempenho) e fator de capacidade. Para eles, a indisponibilidade do sistema por desligamentos planejados ou não, também interfere no desempenho.

Esta análise de produtividade, dentre outras, pode ser feita por meio *software RETScreen* (FREITAS et al., 2017) e (COSTA et al., 2018).

Assim, para analisar a eficiência na geração de energia, nesta pesquisa, foram adotados os parâmetros: taxa de desempenho ou *performance ratio* (PR), a

⁹ RETSCREEN é marca registrada do Natural Resources Canada © 1997-2019.

produtividade (Y_F), o fator de capacidade (FC) e o *software RETScreen*, conforme indicado nas pesquisas relacionadas.

2.18.1 Fator de capacidade (FC)

Para Choi, Lee e Kim (2013) compararem o desempenho entre dois sistemas flutuantes com 100 kW e 500 kW, ambos instalados no reservatório da barragem de Hapcheon na Coréia do Sul e outro terrestre com 1 MW, distantes 60 km entre si, eles calcularam o FC com os dados de 185 dias entre 2012 e 2013.

O fator de capacidade é calculado com a divisão da energia produzida em relação à capacidade instalada em um mesmo intervalo de tempo (COSTA et al., 2018), por exemplo, 24 h de operação (URBANETZ JUNIOR et al., 2014). Conforme a Equação (8) de (CASSARES; 2016).

$$FC = \frac{E_{c.a.}}{P_{FV}^0(t_2-t_1)} \quad (8)$$

Onde:

FC = fator de capacidade (em % quando $\times 100$)

$E_{c.a.}$ = energia gerada no período de análise em kWh

P_{FV}^0 = potência nominal do gerador fotovoltaico em kWp

t_2-t_1 = período de análise em h

2.18.2 Produtividade (Y_F)

A produtividade (Y_F) é uma proporção, normalizando a energia real produzida (kWh) em relação a potência de pico instalada (kWp) (URBANETZ JUNIOR et al., 2014) e (SCHENKEL, 2015). Este parâmetro pode ser calculado conforme a Equação (9) de (CASSARES; ALMEIDA; ZILLES, 2018) e (CASSARES, 2016).

$$Y_F = \frac{E_{c.a.}}{P_{FV}^0} \quad (9)$$

Onde:

Y_F = produtividade final kWh \times kWp $^{-1}$

$E_{c.a.}$ = Energia gerada em kWh

P_{FV}^0 = Potência instalada do gerador em kWp

Conforme as respectivas fórmulas, a diferença do fator de carga para a produtividade é o intervalo de tempo vinculado à análise.

2.18.3 Taxa de desempenho ou performance ratio (*PR*)

De acordo com Pinho e Galdino (2014), utiliza-se a taxa de desempenho, chamada também de rendimento global ou *performance ratio (PR)* para mensurar o desempenho na geração fotovoltaica. Para os autores, é uma relação importante pois compara o rendimento real com o limite teoricamente possível, levando em conta uma ampla gama de perdas de eficiência envolvidas.

Para calcular a taxa de desempenho (*PR*), em percentagem, no presente trabalho, as equações disponibilizadas pelos autores Cassares, Almeida e Zilles (2018), Cassares (2016), Medeiros e Ferreira (2018), Sahu, Yadav e Sudhakar (2016), Sanepar (2018) e Urbanetz Junior et al. (2014) nos trabalhos pesquisados foram adaptadas conforme a Equação (10).

$$PR = \frac{Y_F}{HSP \times PO_{dias}} \times 100 \quad (10)$$

Onde:

PR = *performance ratio* mensal em %

Y_F = produtividade final em kWh × kWp⁻¹

HSP = número de Horas de Sol Pleno mensal em h

PO_{dias} = período operacional em dias

2.19 MONITORAMENTO DO SISTEMA

Para Schenkel (2015) dispor de um padrão com ferramentas matemáticas permite aferir quando um sistema fotovoltaico é realmente eficiente. A autora indica que a norma IEC 61724 padroniza este monitoramento, incluindo padrões de incertezas e registros de dados.

Também, ela usou um equipamento *Agilent HP 34970A* com *upload* de dados dos 7 sensores acompanhados em uma planilha eletrônica (SCHENKEL, 2015). Segundo ela, as incertezas neste tipo de experimento aparecem em percentagens, como desvios-padrão contendo erros de fundo de escala e de leitura (SCHENKEL, 2015).

De acordo com Pinho e Galdino (2014), ter confiança nos dados disponíveis de radiação solar é um fator muito importante tanto para a etapa de projeto quanto para viabilizar a análise posterior de desempenho dos sistemas.

Segundo Schenkel (2015) a norma IEC 61724:1998 indica o registro de dados afetados diretamente com a radiação solar em intervalos de até sessenta segundos.

Conforme Cassares, Almeida e Zilles (2018) e Cassares (2016), na pesquisa realizada foi utilizado um equipamento *Datalogger Agilent* modelo 34970A com registros de valores médios das leituras em intervalos de 10 minutos.

Para Pinho e Galdino (2014) o mais eficiente é o registro automático de dados operacionais. Eles expõem que alguns inversores para SFCR e SFI dispõem de registro, sendo possível até a transmissão desses dados em tempo real.

Ressaltou Halmeman (2014) as facilidades da computação física para análise de dados de monitoramento. Também ele, relaciona o uso de *softwares livres* e a disponibilidade de dados pela internet em tempo real (HALMEMAN, 2014), combinadas à comunicação *wireless* ou sem fios (LEE et al., 2014).

Para Pinho e Galdino (2014), o registro de dados de geração como correntes e tensões junto à parâmetros climáticos como a temperatura ambiente são úteis ao monitoramento de sistemas fotovoltaicos.

Conforme Cassares (2016) uma estação solarimétrica pode registrar os parâmetros climáticos que afetam a produtividade dos sistemas fotovoltaicos.

De acordo com Kamuyu et al. (2018), os autores utilizaram sensores para monitorar dados de irradiação solar, velocidade do vento, umidade, temperaturas e aceleração (para estimar forças) conforme especificações da norma IEC 61724-1.

Podem ser utilizados os dados climáticos de regiões próximas, na eventualidade de não haver registros no próprio lugar de implantação do sistema (PINHO e GALDINO, 2014).

2.20 FATORES DE EXPANSÃO

Conforme o conceito de fatores de expansão utilizado para determinação do volume médio anual (VMD) em determinada via, a partir da contagem de uma amostra de veículos em determinado horário, dia da semana ou do mês é possível estimar o volume do ano todo (BRASIL, 2006).

Para estimar os fatores de expansão anual, são identificadas as proporções mensais em relação à média anual com dados históricos (BRASIL, 2006). Conforme a Equação (11) de (BRASIL, 2006).

$$f_a = \frac{VMD_a}{VMD_m} \quad (11)$$

Onde:

f_a = fator de expansão sazonal

VMD_a = volume médio diário anual

VMD_m = volume médio diário mensal

A proposta é que este conceito poderia estimar a produção de sistemas ao longo dos meses do ano quando vinculado à quantidade de radiação solar ou *HSP*.

2.21 INVESTIMENTOS

Segundo Sobreira (2015), o alto investimento inicial prejudica a propagação de sistemas de geração de energias com fontes renováveis. Os autores Freitas et al. (2017) enfatizaram que cargas tributárias mais baixas seriam de grande importância para viabilizar os sistemas fotovoltaicos.

Para o investidor residencial o cenário piora, ainda mais, sem a isenção de ICMS, com a cobrança das tarifas de distribuição ou transmissão, pois isto provoca uma grande queda na economia, às vezes, inviabilizando o sistema fotovoltaico.

O Brasil dispõe de mecanismos para fomentar as novas tecnologias de geração de energia elétrica, inclusive para o setor solar fotovoltaico (BRASIL 2018a). Entre eles, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa, (BRASIL, 2002) e o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores – PADIS, (BRASIL, 2007).

Em Brasil (2015), foi lançado o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) estabelecendo um valor anual de referência específico (VRES) de R\$ 454,00×MWh⁻¹ para fonte fotovoltaica. Em fevereiro de 2018 o MME estabeleceu novo VRES de R\$ 446,00×MWh⁻¹ (BRASIL, 2018c).

O Plano Decenal de Energia 2020-2029 (PDE 2029), indica que os valores dos leilões de energia já levam em conta a redução no investimento inicial da

tecnologia fotovoltaica ocorrida nos últimos anos, e com a expectativa de que esta redução mantenha o ritmo de queda para a próxima década (BRASIL, 2020a).

A TABELA 2 apresenta valores anuais de referência específicos (VRES) de diversas fontes para comparação. Atualizados pelo IPCA, estes são os valores máximos para compras de energia nas chamadas públicas (BRASIL, 2018c).

TABELA 2 – VALORES ANUAIS DE REFERÊNCIA ESPECÍFICOS

Fonte	Eólica	PCH / CGH	Biogás	Solar Fotovoltaica	Cogeração, Gás Natural	Biomassa Dedicada	Resíduos Sólidos Urbanos
R\$×MWh ⁻¹	296,00	360,00	390,00	446,00	451,00	537,00	561,00

FONTES: Ministério de Minas e Energia (2018c)

Os autores Medeiros e Ferreira (2018) calcularam o preço de R\$ 155 para cada 1 MWh sendo o mínimo viável para instalar uma usina fotovoltaica de 194,6 MWp no Rio São Francisco, no reservatório da UHE de Sobradinho. Eles apontaram o valor médio de R\$ 118 para cada 1 MWh para contratação de energia solar conforme o 27º LEN A-4/2018 no ACR, abaixo do valor considerável viável por eles. Porém, explicam que a planta flutuante seria uma boa alternativa para contratos no ACL (MEDEIROS; FERREIRA, 2018).

Para análise econômico-financeira, são usados como indicadores: o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o período de retorno (*Payback*) (HOSENUZZAMANA et al., 2015), (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016) e (COSTA et al., 2018).

Um recurso disponível para efetuar esta análise, é o *software RETScreen*, fornecido pelo governo do Canadá com um módulo gratuito (visualizador) para comparação com dados reais (FREITAS et al., 2017), onde se pode realizar as análises de riscos, de produção e acumulação de energia elétrica, de redução de emissões e viabilidade financeira para fontes renováveis (COSTA et al., 2018).

2.21.1 Valor presente líquido (VPL)

No método do valor presente líquido, cada parcela do fluxo de caixa é transferida para o momento inicial do investimento com a utilização de uma taxa de desconto (CANADÁ, 2005). Normalmente, a taxa utilizada é a taxa mínima de atratividade (TMA) (CASAROTTO FILHO e KOPITKE, 2000). Os investimentos são considerados tanto melhores quanto maiores forem os valores de VPL obtidos

(CASAROTTO FILHO e KOPITTKKE, 2000). Conforme a Equação (12) de Kim, Oh e Park (2019).

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{E_t - C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (12)$$

Onde:

NPV = valor presente líquido em U.M. (ou R\$)

E_t = receita anual de vendas de eletricidade em U.M.

C_t = custo operacional anual do ano t em U.M.

C_0 = custo inicial em U.M.

r = taxa de desconto em coeficiente

N = período operacional em anos

t = ano de análise

2.21.2 Taxa interna de retorno (TIR)

Conforme Hosenuzzamana et al. (2015), aplicando à taxa interna de retorno, o valor investido no projeto apresenta um VPL com valor zero. Para Casarotto Filho e Kopittke (2000), quando a TMDA é superada pela TIR, isto indica que os investimentos analisados são rentáveis. Para uma TIR muito próxima da TMA o investimento é considerado de alto risco. E, no caso de um investimento inviável a TIR será menor do que a TMA. Porém, o método das tentativas constitui a única forma de se encontrar a taxa de retorno (CASAROTTO FILHO e KOPITTKKE, 2000). Conforme a Equação (13) de Canadá (2005).

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+IRR)^n} \quad (13)$$

Onde:

0 = valor presente líquido em U.M.

C_n = fluxo de caixa no ano n em U.M.

C_0 = investimento inicial, excluídos subsídios e incentivos U.M.

IRR = taxa de desconto em coeficiente

N = vida útil do projeto em anos

2.21.3 Período de retorno descontado (*Payback*)

Para Casarotto Filho e Kopittke (2000), métodos considerados não exatos ainda são utilizados para comparação de projetos. Segundo os autores, o mais usado é o Pay-Back Time que indica quanto tempo é necessário para que a soma das receitas anuais ultrapasse o investimento inicial. Este indicador pode ser calculado com a Equação (14) de Sahu, Yadav e Sudhakar (2016).

$$Payback\ period = \frac{\text{Total cost of PV system with all auxilliary equipment}}{\text{Total annual cost saving after installation of PV system}} \text{ ou } \frac{C_t}{S_t} \quad (14)$$

Onde:

Payback = tempo em anos

C_t = Custo total do sistema em unidades monetárias U.M.

S_t = Economia anual total em U.M.

De acordo com Casarotto Filho e Kopittke (2000), porém, o problema é desconsiderar o efeito do tempo no cálculo, isto é, seria necessário que as parcelas fossem equivalentes. Segundo os autores o '*Payback*' descontado resolveria este problema, pois, já trabalha com as parcelas descontadas (CASAROTTO FILHO e KOPITTKKE, 2000). Assim, entende-se que quanto mais rápido retornar o valor investido menor será o risco do projeto. Este cálculo, excetuando os impostos, pode ser feito com a Equação (15) adaptada de Canadá (2005):

$$C_{out,n} = C_{O\&M}/(1 + r_i)^n + C_{fuel}/(1 + r_e)^n + D + C_{per}/(1 + r_i)^n \quad (15)$$

Onde:

$C_{out,n}$ = Custo total do sistema em U.M. no período n

$C_{O\&M}$ = Custos anuais de manutenção e operação em U.M.

C_{fuel} = Custo anual da energia em U.M.

C_{per} = Custos ou créditos periódicos total em U.M.

D = Economia, incentivos e subsídios, total anual em U.M.

r_i = taxa de inflação em coeficiente

r_e = taxa de reajuste da energia em coeficiente

i = posição ao longo de n em anos

n = período operacional em anos

Para Hosenuzzamana et al. (2015), o sistema fotovoltaico de 690 kWp, apresentava um custo anual de manutenção e operação de US\$ 16.172,00 ou 0,50% do custo total por kWp instalado.

3 ESTADO DA ARTE

3.1 EMPREENDIMENTOS INTERNACIONAIS

Os sistemas fotovoltaicos flutuantes tiveram início com o empreendimento de 20 kWp instalado no ano de 2007 em Aichi, Japão, logo em seguida surgiram outros sistemas nos EUA, Itália, Espanha, França, Coreia (LEE; JOO; YOON, 2014) e (TRAPANI; SANTAFÉ, 2014).

Segundo Lee, Joo e Yoon (2014) no canal de resfriamento da usina termoelétrica em Dangjin, na Coreia, foi instalado em 2014 um sistema fotovoltaico flutuante com magnitude de 1 MW.

Conforme Galdino e Olivieri (2017) um sistema fotovoltaico flutuante pioneiro devido à um sistema de rotação¹⁰ e rastreamento solar foi instalado em 2014 na Coreia do Sul. Os autores comentam a expectativa deste sistema dinâmico com 465 kWp distribuídos em 8.000 m² ser 22% mais eficiente, inclusive por ser flutuante.

Cazzaniga et al. (2012) apresentam três sistemas chamados de plantas FTCC, acrônimo para quatro estados principais em que operam: flutuando, seguindo, resfriando e concentrando, em inglês: *floating*, *tracking*, *cooling*, *concentrating*. Nos dois primeiros os autores instalaram refletores planos e no terceiro espelhos parabólicos, permitindo uma concentração de 1,5 x, 2 x e 20 x respectivamente.

Conforme os autores, o rendimento anual de energia aumentou em mais de 30%, sendo de 25% o acréscimo de eficiência por meio do sistema de rastreamento (CAZZANIGA et al., 2012, p.7).

Em destaque, estão os sistemas: no reservatório de Yamakura no Japão com 51 mil módulos e 13,4 MWp de capacidade instalada, o sistema em Kerala na Índia com 50 MWp (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016) e o sistema flutuante em Huainan na Província de Anhui na China com 150 MWp (BLOOMBERG, 2017 citado por BORBA; NOVAK, 2018).

De acordo com Galdino e Olivieri (2017) é necessário esclarecer diversas dúvidas quanto ao funcionamento dos sistemas fotovoltaicos flutuantes no Brasil. Incluindo fatores e impactos ambientais, custos de manutenção e implantação desses sistemas (GALDINO; OLIVIERI, 2017).

¹⁰ Ver http://www.pv-tech.org/news/solarpark_koreas_pv_modules_used_in_floating_tracker_power_plant e <https://cleantechnica.com/2014/12/21/sunflower-floating-solar-power-plant-korea/>

Um resumo de várias instalações solares flutuantes em todo o mundo está apresentado na TABELA 3.

TABELA 3 – RESUMO DE SISTEMAS FLUTUANTES NO MUNDO

Nº	Executores	Região	País	Pot. Inst.	Ano	Fonte
1	National Inst. of Advanced Ind. Science & Technolo	Aichi	Japão	20 kWp	2007	A B
2	SPG Solar/Far Niente Wineries	California	EUA	175 kWp	2008	A B
3	SPG Solar/Gundlach Bunshu Wineries	California	EUA	30 kWp	2008	A B
4	Bryo	Bubano	Itália	500 kWp	2009	A B
5	Celemin Energy e Univ. Politécnica de Valencia	Agost	Espanha	24 kWp	2009	A B
6	DAIET	Solarolo	Itália	20 kWp	2009	A B
7	TeraMorettiHolding/Petra Winery	Livorno	Itália	200 kWp	2010	A B
8	Celemin Energy e Univ. Politécnica de Valencia	Agost	Espanha	300 kWp	2010	A B
9	Scienza Industria Tecnologia	Lago Cognolia	Itália	30 kWp	2011	A B
10	DAIET	Avetrana	Itália	20 kWp	2011	A B
11	Ciet-et-Terre	Piolenc	França	14 kWp	2011	A B
12	SPG Solar/Petaluma	California	EUA	350 kWp	2011	A B
13	Osesol	Vendée	França	4 kWp	2011	A B
14	ENERActive/Canoe Brook Water Treat. Facility	Nova Jersey	EUA	112 kWp	2011	A B
15	Techwin	Cheongju	Coréia do Sul	20 kWp	2012	A
16	K-Water	Represa Hapcheon	Coréia do Sul	500 kWp	2012	A B
17	Osesol	Pommerraie-sur-Sevre	França	100 kWp	2012	A B
18	Phoenix Solar	Bishan Park	Singapura	5 kWp	2013	A B
19	Mirarco	Sudbury	Canadá	0,5 kWp	2013	A B
20	Ciel-et-Terre	Okegawa	Japão	1,157 kWp	2013	A B
21	KyoceraTCLsolar	Yamakura, Chiba	Japão	13,4 MWp	2014	B C
22	SolarPark Korea	sem informação	Coréia do Sul	465 kWp	2014	C
23	KyoceraTCLsolar	Kato,Iilha de Honshu	Japan	2,9 MWp	2015	C
24	KyoceraTCLsolar	Prefeitura de Hyogo	Japan	2,3 MW	2015	B
25	KyoceraTCLsolar	Prefeitura de Hyogo	Japan	1,7 MW	2015	B
26	KyoceraTCLsolar	Higashirapond	Japão	1,2 MW	NI	B
27	Infratech Industries	Jamestown	Austrália	4,0 MW	NI	B
28	Sungrow	Suzhou, Anhui	China	150 MWp	2016	D
29	Ceil-et-Terre	Sheeplandsfarm/Barkshire	Reino Unido	200 kW	NI	B
30	Kyocera	Umenokifurukori	Japão	7,5 kW	NI	B
31	Vikram solar Pvt. Ltd.	Newtown-WestBengal	Índia	10 kW	NI	B
32	NHPC Ltd.	West Kallada Kerala	Índia	50 MW	NI	B
33	MANIT	Bhopal - M.P.	Índia	1,0 kW	NI	B

FONTE: Adaptado de A (TRAPANI; SANTAFÉ, 2014); B (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016); C (GALDINO; OLIVIERI, 2017); D (BLOOMBERG, 2017; citados por BORBA; NOVAK, 2018). NI: não identificado.

3.2 INICIATIVAS NO BRASIL

De acordo com Galdino e Olivieri (2017), no Brasil tem-se o projeto de um sistema fotovoltaico flutuante de 5 MWp no reservatório da usina hidrelétrica de Sobradinho, que pertence a CHESF, no Estado da Bahia e outro na usina hidrelétrica de Balbina, propriedade da Eletronorte, no Estado do Amazonas. Uma área de 60 m² do sistema em Balbina já entrou em operação em 4 de março de 2016 (BRASIL, 2020b).

Também, Galdino e Olivieri (2017), destacaram o uso de 500 m² no reservatório da usina hidroelétrica de Porto Primavera, no Estado de São Paulo, para implantação de dois sistemas flutuantes. Para os autores, cada sistema conta com 25 kWp, porém, um em módulos de c-Si e o outro com filmes-finos, ambos em operação desde agosto de 2016 (BRASIL, 2020b).

Em 04 de dezembro de 2019, a Companhia de Saneamento do Paraná (SANEPAR) inaugurou o sistema fotovoltaico com aproximadamente 135 kWp no reservatório da estação de captação de água Passaúna no município de Curitiba, no Estado do Paraná (SANEPAR, 2018).

3.2.1 Usina no reservatório da UHE Porto Primavera (SP)

A usina fotovoltaica implantada junto a UHE Engenheiro Sergio Motta ou Porto Primavera, no Rio Paraná, no município de Rosana - SP, divisa com os Estados do Mato Grosso do Sul e Paraná é o resultado de um PeD da ANEEL com R\$ 23 milhões em recursos e custo aproximado de R\$ 41,82 × Wp⁻¹, ocupando 500 m² da superfície do reservatório. São quatro sistemas, no total de 550 kW, sendo dois sistemas em solo com capacidade de 250 kW e dois flutuantes de 25 kW, um par em módulos rígidos e o outro em painéis flexíveis (AGÊNCIA IN, 2016); (PORTELLA et al., 2018); (GALDINO; OLIVIERI, 2017) e (BRASIL, 2020b).

3.2.2 Usina no reservatório da UHE de Sobradinho (BA) e Balbina (AM)

Para implantação de dois sistemas com 5 MWp, um no reservatório de Sobradinho e outro no reservatório de Balbina, foi selecionado o projeto coordenado pelo Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina (Cresp) por meio do PeD com o título de: exploração de energia solar em lagos de usinas hidrelétricas. Cada sistema terá investimentos de R\$ 56 milhões e custo próximo à R\$ 11,20 × Wp⁻¹ (CHESF, 2019); (PORTELLA et al., 2018); (LOPES; SOUZA JUNIOR, 2016); (GALDINO; OLIVIERI, 2017) e (BRASIL, 2020b).

3.2.3 Usina fotovoltaica flutuante ETA Passaúna (PR)

Para Andreoli e Carneiro (2015) no total de 692 GWh × ano⁻¹ de energia elétrica consumidos pela SANEPAR em 2015, 91% são empregados no serviço de água, 8% no tratamento de esgoto e 1% nas atividades administrativas.

Em 2018, a SANEPAR contratou a implantação de um sistema fotovoltaico flutuante para geração média de 135 kWp com área máxima de 1.500 m² (SANEPAR, 2018). Com custo aproximado em R\$ 1,66 milhões ou R\$ 11,86 × Wp⁻¹.

Este empreendimento, prevê o uso de um *datalogger* para registros de sensores a cada 10 minutos (SANEPAR, 2018).

3.2.4 Resumo dos destaques nas iniciativas nacionais

Em relação às iniciativas atuais de usinas fotovoltaicas flutuantes no Brasil, um resumo com as principais informações está apresentado na TABELA 4.

TABELA 4 – RESUMO DAS INICIATIVAS EM RESERVATÓRIOS NO BRASIL

Tipo	Local	UF	Empresa	Área	Investimento	Potencia	Custo
				m ²	(R\$ milhões)	(MWp)	(R\$ × Wp ⁻¹)
UHE	ROSANA	SP	CESP	500,00	23,000	0,550000	R\$ 41,82
UHE	SOBRADINHO	BA	CHESF	55.000,00	56,000	5,000000	R\$ 11,20
UHE	BALBINA	AM	ELETRONORTE	55.000,00	56,000	5,000000	R\$ 11,20
ETA	PASSAÚNA	PR	SANEPAR	1.500,00	1,660	0,140000	R\$ 11,86
UHE*	SANTA CLARA	PR	ELEJOR	1.128,00	1,035	0,102930	R\$ 10,06

FONTE: O autor (2019)

3.3 PRINCIPAIS GANHOS DE EFICIÊNCIA

Em relação ao desempenho, um resumo com as informações relacionadas ao acréscimo de eficiência possíveis de serem comparadas neste experimento está referenciado na TABELA 5.

TABELA 5 – ACRÉSCIMOS DE EFICIÊNCIA RELACIONADOS

Sistemas	Em Terra	Flutuante	Fonte
Estáticos		11,0%	(SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016); (KIM; OH; PARK, 2019); (LEE; JOO; YOON, 2014)
		13,5%	(CHOI; LEE; KIM, 2013)
Refrigeração	9,0%		(BAHAIDARAH et al., 2013)
		5,0%	(CAZZANIGA et al., 2012).
Rastreador (1 eixo)	17,4%		(CASSARES; ALMEIDA; ZILLES, 2018)
	22,5%		(FREITAS et al., 2017)
	25,0%		(TREVELIN, 2014)
Rastreador (2 eixos)	25,0%		(FREITAS et al., 2017)
	30,0%		(CHOI, et al. 2014)
	39,2%		(TREVELIN, 2014)
Rastreador e seguidor		22,0%	(GALDINO; OLIVIERI, 2017)
Refletores		25,0%	(CAZZANIGA et al., 2012).
Evaporação de Água		33%-50%	(CHOI, 2014b citado por BORBA; NOVAK, 2018)
		70,0%	(SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016)

FONTE: O autor (2019)

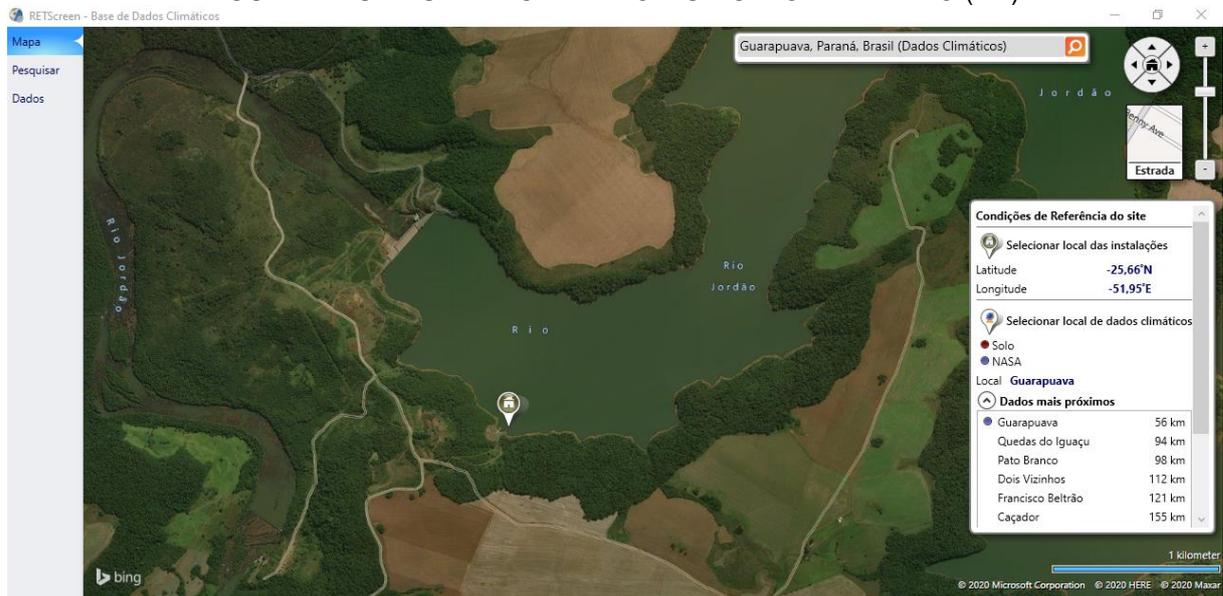
4 MATERIAIS E MÉTODOS

Na presente seção está apresentada a descrição dos materiais, equipamentos, bases de dados consultadas, softwares e demais informações pertinentes utilizadas para alcançar os objetivos propostos.

4.1 MATERIAIS

A UHE Santa Clara localiza-se no município de Pinhão, na região central do Estado do Paraná, Brasil. Conforme a FIGURA 1, para ilustração.

FIGURA 1 – UHE SANTA CLARA NO MUNICÍPIO DE PINHÃO (PR).



FONTE: RETSCREEN, Natural Resources Canada © 1997-2019 (2019).

O sistema fotovoltaico experimental de 100,74 kWp foi instalado coordenadas 25° 39' 23" S e 51° 57' 6" O, no reservatório da usina perto do canal de adução, conforme a FIGURA 2 e FIGURA 3.

FIGURA 2 – CANAL DE ADUÇÃO UHE SANTA CLARA.



FONTE: O autor (2020).

4.1.1 Taxonomia dos sistemas

Para analisar a geração de energia no local foram utilizados quatro sistemas distintos. Em relação às características de cada sistema foi utilizada a classificação conforme a TABELA 6.

TABELA 6 – TAXONOMIA DOS SISTEMAS

Sistema Fotovoltaico	Forma de Instalação	Rastreamento Solar	Posição dos módulos	Código
S1	Flutuante	Estático	Inclinados 26°	S1FEI
S2	Fixo em Solo	Dinâmico	Horizontal 0°	S2SDH
S3	Fixo em Solo	Estático	Horizontal 0°	S3SEH
S4	Fixo em Solo	Estático	Inclinados 26°	S4SEI

FONTE: O Autor (2020)

4.1.2 Arranjo dos sistemas fotovoltaicos

O painel flutuante (S1FEI) com potência instalada de 100,74 kWp foi composto por 276 módulos do modelo CS3U-365P fabricados pela Canadian Solar, fixos com 26° de inclinação em 43 estruturas flutuantes, ocupando 1.128,067 m² (22,061 m x 51,134 m) de área, com dois inversores ABB TRIO-50, conforme a FIGURA 3.

FIGURA 3 – SISTEMA FLUTUANTE NA UHE SANTA CLARA.



FONTES: Paludo et al. (2018a; 2018b) e Portella et al. (2019).

Outros três sistemas foram montados para comparação de desempenho. Entre eles, um sistema dinâmico com dois módulos na inclinação horizontal (**S2SDH**) sobre uma estrutura, paralela ao eixo Norte, para rastreamento da máxima incidência solar diária, na direção Leste-Oeste. Os outros dois eram sistemas estáticos, porém, um

com os módulos em posição horizontal (**S3SEH**) e no outro, inclinados (**S4SEI**) em relação ao eixo Norte. A configuração dos sistemas está apresentada na TABELA 7.

TABELA 7 – COMBINAÇÃO DOS SISTEMAS

ID	Módulos			Inversores		
	n	Wp	P (Wp)	ABB (50 kW)	ECOSOLYS (1 kW)	P(Wp)
S1FEI	276	365	100.740	2		104.000
S2SDH	2	365	730		1	1.100
S3SEH	2	365	730		1	1.100
S4SEI	2	365	730		1	1.100
Σ	282		102.930	2	3	107.300

FONTE: O autor (2020)

Os sistemas em solo, cada um acoplado à um inversor ECOSOLYS específico, foram montados sobre o contêiner que abrigava os inversores e o quadro de comando, conforme a FIGURA 4.

FIGURA 4 – ARRANJO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM SOLO.



FONTES: O autor (2020) e Paludo et al. (2018a; 2018b).

4.1.3 Blocos de ancoragem

A ancoragem do sistema flutuante usou fixadores ao fundo e contrapesos para regulagem em diferentes níveis do reservatório. Foram utilizadas peças pré-fabricadas e preenchidas de concreto, vinculadas por correntes metálicas, de modo a suportar

os esforços na estrutura ocasionados pela ação das ondas provocadas pelo vento e do aumento no nível da água. Conforme a FIGURA 5.

FIGURA 5 – BLOCOS DE ANCORAGEM E CONTRA-PESOS.



FONTE: O autor (2020).

4.1.4 Conexão com a rede de transmissão

Para transmissão da energia gerada houve a conexão com a rede existente de 34,5 kV e um transformador, conforme a FIGURA 6. Entre os dispositivos de ligação estavam os conectores tipo MR-4 padrão para a interligação dos módulos, os cabos condutores e os dispositivos de proteção.

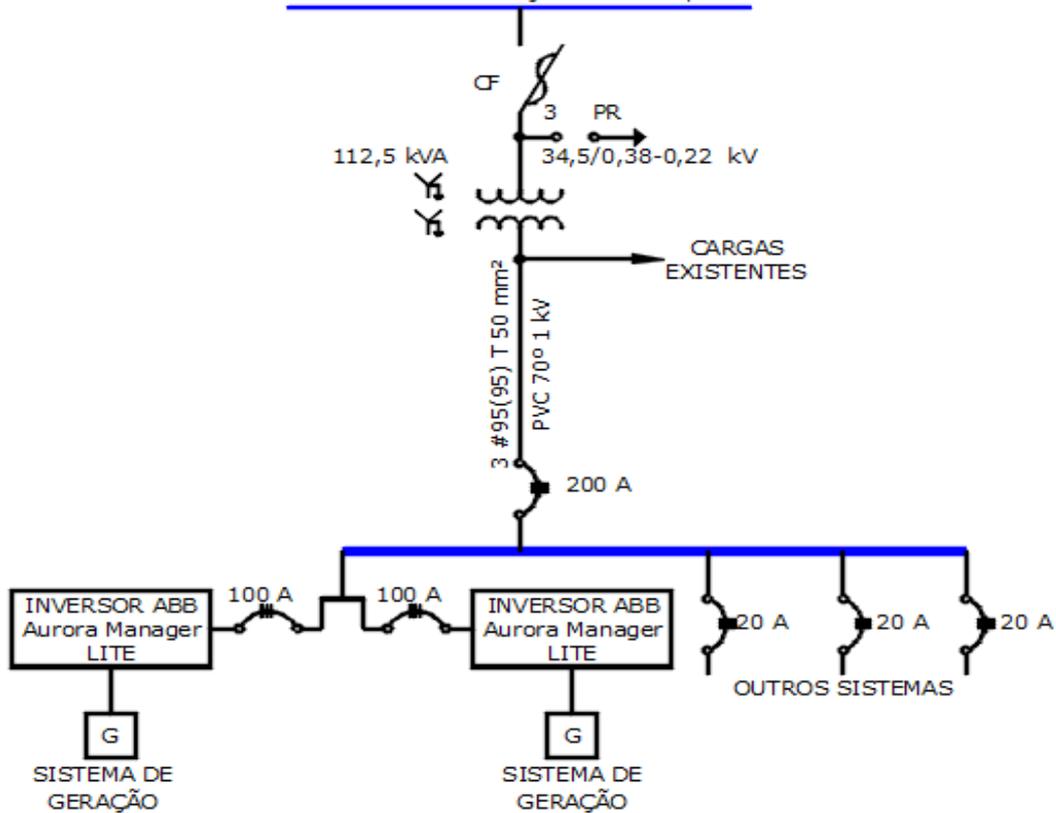
FIGURA 6 – CONEXÃO COM A REDE DE TRANSMISSÃO.



FONTE: O autor (2020).

Para exemplificar como ocorreu a conexão com a rede existente, um diagrama unifilar básico é apresentado na FIGURA 7.

FIGURA 7 – DIAGRAMA UNIFILAR BÁSICO.
REDE DE DISTRIBUIÇÃO COPEL 34,5 kV

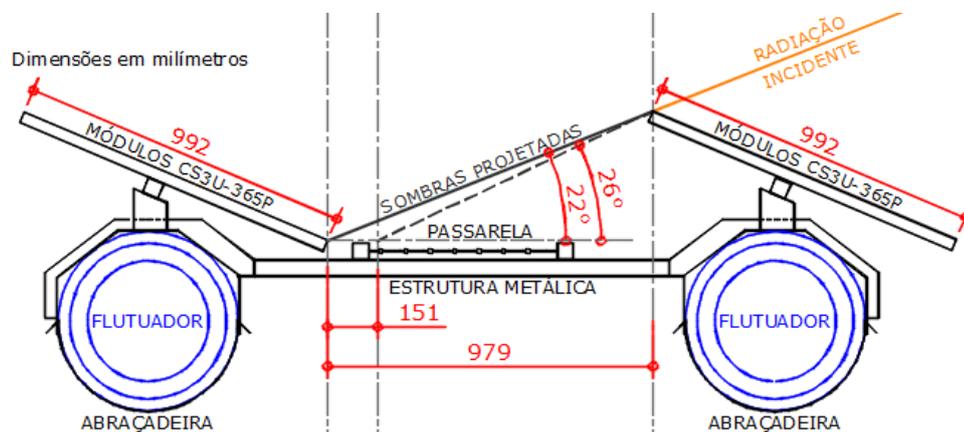


FONTE: O autor (2020).

4.1.5 Estrutura

A estrutura metálica foi fabricada em aço carbono galvanizado à quente composta por vigas, passarela em chapa perfurada, soldas, guarda-corpo, um sistema de ancoragem e outro de interligação para permitir o deslocamento angular quando da formação de ondas, conforme a FIGURA 8.

FIGURA 8 – ESTRUTURA METÁLICA



FONTE: PORTELLA et al. (2019).

4.1.6 Flutuadores

O sistema apresentou a capacidade de flutuação pelo uso de bombonas de 250 L, em polietileno de alta densidade, em uso no transporte de óleos, após pré-lavagem, desinfecção e tratamento anti-UV, conforme a FIGURA 9. Também cogitou-se preenchê-las com espuma expansiva de poliuretano se perfuradas.

FIGURA 9 – FLUTUADORES BOMBONAS DE POLIETILENO 250 L



PORTELLA et al. (2019).

4.1.7 Inversores

No sistema flutuante foram instalados 2 inversores ABB TRIO-TM-50.0-400. Conforme a *datasheet* do fabricante, este inversor apresenta eficiência de 98,3%, item diretamente envolvido na produtividade final, com potência de entrada nominal de 52 kW, conforme ilustrado na FIGURA 10.

FIGURA 10 – INVERSORES ABB



FONTE: O Autor (2020).

Para a transmissão de dados dos sistemas em solo foram usadas 3 unidades de inversores ECOSOLYS, modelo Ecos 1000, com monitoramento e acessórios para ligação elétrica, conforme a FIGURA 11. Este inversor apresenta eficiência de 93%, com potência máxima de 1,1 kW (CA). Os dados de geração foram coletados com o envio automático para acompanhamento em tempo real pela conexão web.

FIGURA 11 – INVERSORES EOSOLYS

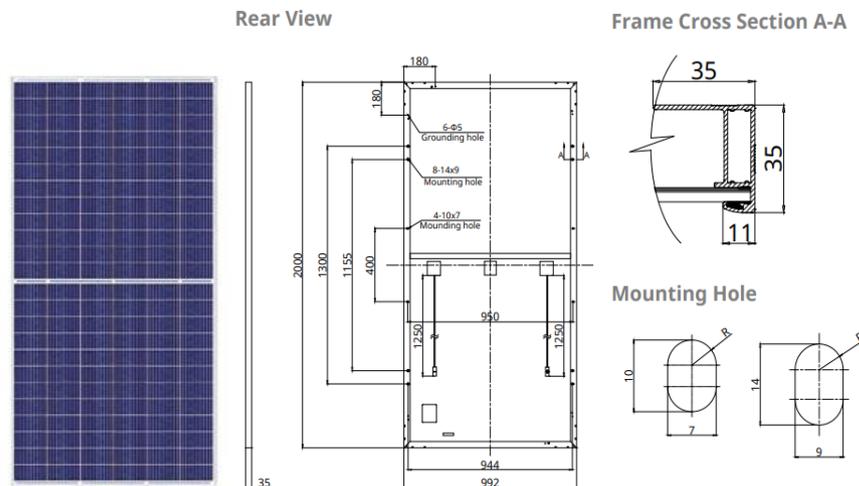


FONTE: O Autor (2020).

4.1.8 Módulos fotovoltaicos

O modelo CS3U-365P, fabricado pela empresa Canadian Solar, apresentava 144 células de silício policristalino, com potência de 365 Wp, sistema de diodos *bypass* isolando células sombreadas, para proteção e continuidade da geração, com eficiência de 17,39% conforme a FIGURA 12.

FIGURA 12 – MÓDULO CANADIAN SOLAR CS3U-365P



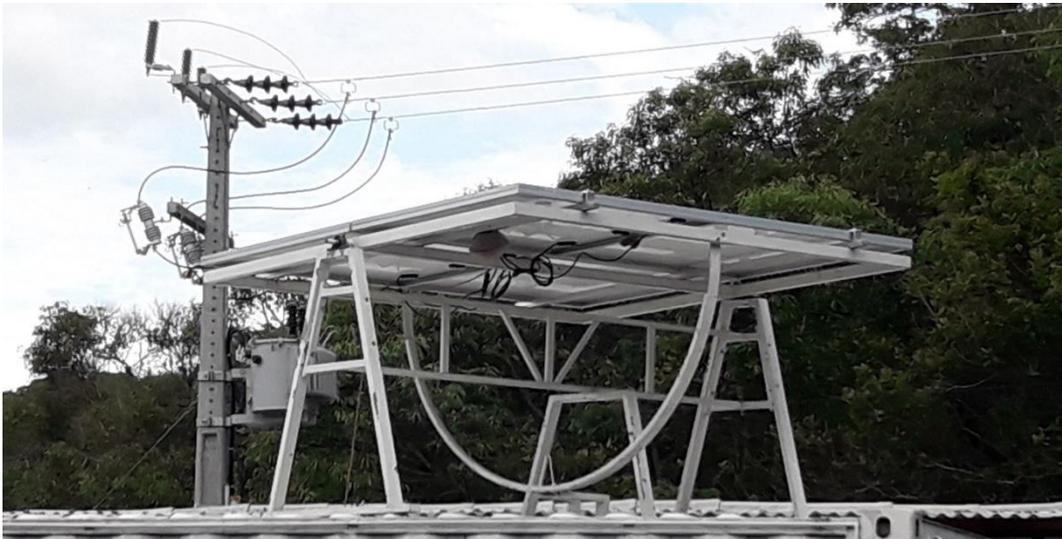
FONTE: Adaptado de Canadian Solar *Datasheet* módulo CS3U-365P (2019).

Os módulos foram fixados com distância linear de 0,98 m e inclinação de 26°, aproximadamente a latitude do reservatório, uma prática comum adotada nos dimensionamentos. Conforme indicado na FIGURA 8, p. 58.

4.1.9 Rastreador

Para o rastreamento da máxima incidência solar foi utilizada uma estrutura Solar Tracker modelo Sirius para 2 módulos. Os módulos, na estrutura de fixação utilizavam outra estrutura metálica para movimentação, conforme a FIGURA 13.

FIGURA 13 – ESTRUTURA SOLAR TRACKER



FONTE: O Autor (2020).

4.1.10 Registros dos dados

Para o desenvolvimento das atividades de pesquisa também foram utilizados um monitor de led e um computador portátil com sistema operacional compatível para a conexão *web*, e principalmente, aplicativos para a produção de apresentações, relatórios, planilhas e gráficos referentes à etapa de análise.

4.1.11 Parâmetros dos módulos e inversores

Um resumo dos parâmetros de projeto dos principais equipamentos envolvidos na geração do sistema fotovoltaico está presente na TABELA 8:

TABELA 8 – PARÂMETROS ADOTADOS DOS PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS

Tipo	Parâm.	Und.	Módulos	Inversores	
Fabricante		nome	CANADIAN	ABB	ECOSOLYS
Modelo		código	CS3U-365 KuMax	TRIO-TM-50.0-400	Ecos1000
Comprimento		m	2,000	0,725	0,295
Largura		m	0,992	0,695	0,315
Profundidade		m	0,04	0,315	0,150
Peso		kg	22,6	66	8,3
Área	S	m ²	1,984	0,504	0,093
Capacidade		kW	0,365	50	1
Eficiência		%	17,39	98,30	93,00
Eficiência	η_r, η_{inv}	coef.	0,174	0,983	0,930
Coeficiente de Temperatura	β_p	%x°C ⁻¹	-0,38		
Temperatura Normal de Operação	T_c	°C	0 a 40 ± 8,5	-25 a 60	0 a 60
Perdas		%	1,00	1,00	1,00
Perdas	λ_p, λ_c	coef.	0,01	0,01	0,01
Potência nominal máxima(STC)	P_{max}	W	365		
Tensão Operacional Ótima (STC)	V_{mp}	V	39,60		
Corrente Operacional Ótima (STC)	I_{mp}	A	9,10		
Potência nominal máxima(NMOT)	P_{max}	W	266		
Tensão Operacional Ótima(NMOT)	V_{mp}	V	36,10		
Corrente Operacional Ótima(NMOT)	I_{mp}	A	7,37		
Tensão de circuito aberto	V_{oc}	V	47,00		
Corrente de curto circuito	I_{sc}	A	9,67		
Faixa de entrada DC operacional	$V_{dcmin}-V_{dcmax}$	V		300-950	
Faixa de operação MPPT	V_{MPPT}	V		480-800	60-320
Corrente máxima de entrada	$I_{max}-A_{cc}$	A		36	10
$I_{max}-A_{cc}$ de curto-circuito p/ cada MPPT	$I_{max}-A_{cc}$	A		55	
Tensão mínima	$V_{min}-V_{cc}$	V		300	60
Tensão nominal	V_n-V_{cc}	V		610	
Tensão máxima de entrada	$V_{max}-V_{cc}$	V		1000	320
Potência nominal de entrada	P_{dcr}	W		52000	1100

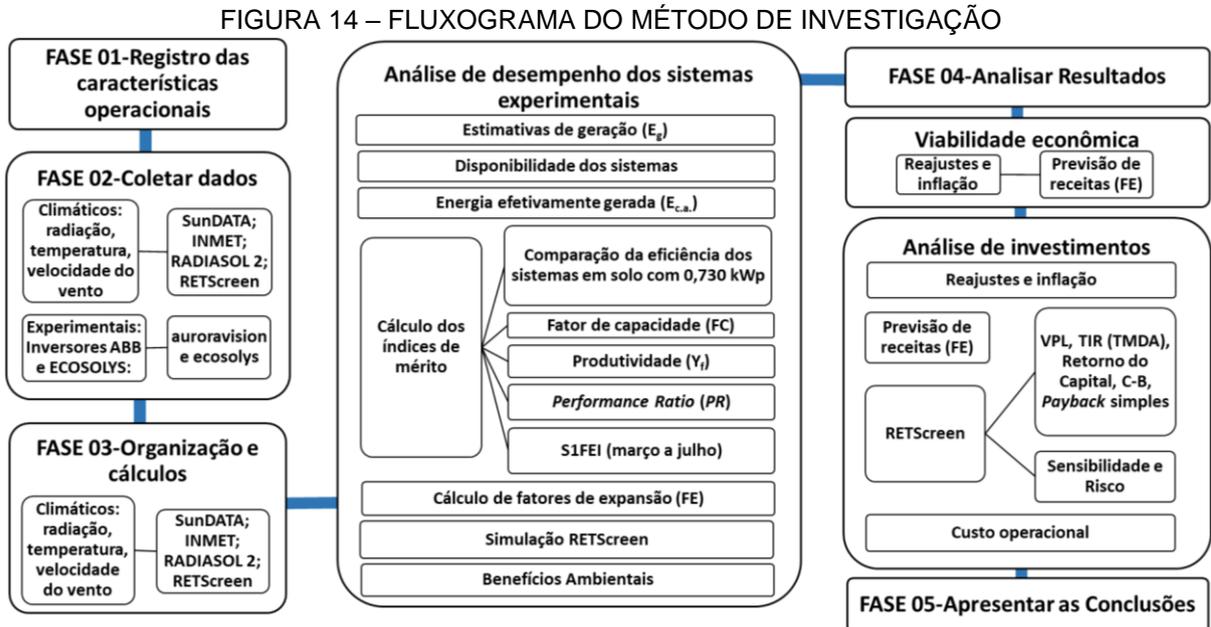
FONTE: O autor (2020)

4.2 MÉTODO

4.2.1 Método para a investigação comparativa

Para a investigação comparativa do potencial de geração de energia elétrica entre os sistemas experimentais foram calculadas as figuras de mérito produtividade final, taxa de desempenho e fator de carga usando os dados reais de geração e climáticos coletados via satélite. Também, os indicadores econômico-financeiros valor presente líquido, taxa interna de retorno e *Payback* foram calculados por meio do

aplicativo RETScreen, assim como foram realizadas as análises de risco e de sensibilidade. Conforme o fluxograma exposto na FIGURA 14.



FONTE: O autor (2018).

Etapa 01. Acompanhar a montagem dos sistemas fotovoltaicos experimentais registrando as características operacionais.

Etapa 02. Coletar dados climáticos de radiação, temperatura e velocidade do vento de banco de dados das fontes SunDATA, INMET, RADIASOL 2 e RETScreen, além dos registros dos inversores ABB e ECOSOLYS em operação por meio dos sites auroravision e ecosolys.

Etapa 03. Organização e cálculos, principalmente com a tabulação dos dados climáticos de radiação, temperatura e velocidade do vento dos bancos de dados SunDATA, INMET, RADIASOL 2 e RETScreen, para modelagem e ilustração das informações obtidas, comparando aspectos pertinentes por meio da elaboração de planilhas e gráficos.

Análise de desempenho dos sistemas experimentais com a estimativa de geração (E_g), registro da disponibilidade dos sistemas e da energia efetivamente gerada $E_{c.a.}$), uma comparação da eficiência dos sistemas em solo com 0,730 kWp e posteriormente o cálculo dos índices de mérito: fator de capacidade (FC), produtividade (Y_f) e Performance Ratio (PR). Também o cálculo dos índices de mérito

para o sistema S1FEI nos meses de março à julho e o cálculo de fatores de expansão (FE). Após esta etapa foi realizada uma simulação de viabilidade econômica com o programa RETScreen sendo registrados também os principais benefícios ambientais com a energia gerada apontados por um instituto de pesquisa.

Etapa 04. Analisar os resultados, comparação a partir dos dados com técnicas estatísticas (definição de médias, analisar fatores de expansão e modelagem dos dados).

Análise de viabilidade econômica, relacionando os principais reajustes e a inflação ocorridos durante o período do experimento, também a previsão de receitas tendo em vista o impacto destas variáveis em relação ao retorno do capital investido inicialmente.

Análise de investimentos tendo em vista os reajustes e a inflação também foram simulados no programa RETScreen para cálculo dos indicadores: valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e taxa mínima de atratividade (TMDA), o tempo para o retorno do capital investido, o índice custo-benefício (C-B), e o *Payback* simples e uma análise de sensibilidade e risco. Também a análise envolvendo o custo operacional.

Etapa 05. Compartilhar os resultados e as conclusões obtidas com o experimento, propondo diretrizes para investigações futuras.

4.2.2 Coleta de dados

Para a análise meteorológica foram obtidos dados em bases públicas, atlas de órgãos ou empresas públicas a seguir: CRESESB (SunDATA), RETSCREEN-NRC, LABSOL-UFRGS (Radiasol 2), INMET, IBGE, INPE, COPEL. Estas forneceram parâmetros de radiação solar ($W \times m^{-2}$), velocidade do vento (m/s), umidade relativa (%), temperatura ($^{\circ}C$) e pressão atmosférica (Pa), para estimativa das interferências. Valores inconsistentes das leituras adquiridas nos sites foram retiradas manualmente.

Uma estimativa dos dados de irradiância para as coordenadas do sistema flutuante ($25^{\circ} 39' 23'' S$ e $51^{\circ} 57' 06'' O$), foi obtida acionando o botão "BUSCAR" junto ao programa SunDATA¹¹ do CRESESB conforme a FIGURA 15.

FIGURA 15 – BUSCA DE DADOS DE IRRADIAÇÃO SunDATA

The screenshot shows a web interface for searching solar radiation data. It features a navigation menu with the following items: "Base de Dados de radiação solar incidente (irradiação solar)", "Busca por Coordenadas", "Cálculo da Irradiação no plano Inclinado", "Apresentação dos Dados", and "Sobre o Sundata". Below the menu is a section titled "Coordenada Geográfica" with two columns: "Latitude" and "Longitude". The latitude is set to 25 degrees, 39 minutes, and 23 seconds South. The longitude is set to 51 degrees, 57 minutes, and 6 seconds West. There are radio buttons for "Norte:" with options for "graus decimais (00.00°)" and "graus, minutos e segundos (00°00'00")". Below the form are "Buscar" and "Limpar" buttons. A small note at the bottom of the form states: "Os valores válidos de latitude devem estar na faixa de 12° Norte e 40° Sul e de longitude na faixa de 30° Oeste e 80° Oeste. Em caso de dúvida entre em contato conosco." The footer contains contact information for CRESESB and CEPTEL, including an address in Rio de Janeiro, phone and fax numbers, and an email address (crese@cepel.br). It also mentions the website design by Bruno Montezano in 2014.

FONTE: Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017) - LABREN / CCST / INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais)

Conforme as informações disponíveis, o banco de dados do programa SunDATA tem origem em dados de satélites. Trata-se de uma importante ferramenta para análise de sistemas fotovoltaicos pois permite a estimativa da irradiação solar

¹¹ Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>

diária média mensal via consulta *web*, para qualquer ponto do território nacional, conforme a TABELA 9.

TABELA 9 – POTENCIAL SOLAR SUNDATA V 3.0

Estação	Irradiação no plano horizontal 0° N [kWh×m ⁻² ×dia ⁻¹]													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Pinhao	6,05	5,55	5,13	4,20	3,25	2,87	3,10	4,10	4,27	5,16	5,96	6,23	4,66	3,36
Candoi	5,98	5,56	5,10	4,19	3,26	2,89	3,11	4,14	4,29	5,15	5,98	6,22	4,65	3,33
Foz do Jordao	6,09	5,55	5,16	4,22	3,27	2,87	3,10	4,10	4,26	5,17	5,99	6,26	4,67	3,39

FONTE: Adaptado de Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017) - LABREN / CCST / INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) (2019)

Calculando-se a média entre os valores das três estações ao longo dos meses do ano nota-se que o valor de 4,66 corresponde à média anual da estação de Pinhão, sendo então a estação adotada para as estimativas de cálculo. Os valores de delta se referem à diferença entre o máximo e o mínimo apresentado. Também, por apresentar a maior proximidade ao local do sistema flutuante conforme a TABELA 10.

TABELA 10 – AFASTAMENTO AO LOCAL DO SISTEMA

Estação	Município	UF	País	Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]
Pinhao	Pinhao	PR	BRASIL	25,701° S	51,949° O	5,00
Candoi	Candoi	PR	BRASIL	25,601° S	51,949° O	6,20
Foz do Jordao	Foz do Jordao	PR	BRASIL	25,701° S	52,049° O	11,00

FONTE: Adaptado de Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017) - LABREN / CCST / INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) (2019)

Para a maior eficiência, os módulos são instalados com inclinação equivalente a latitude, para que no inverno recebam maior irradiação contando com temperaturas ambientes mais amenas e menos precipitações. Foram adotados, os valores correspondentes a 0° e 26°, conforme a TABELA 11.

TABELA 11 – SUNDATA IRRADIAÇÃO NO PLANO INCLINADO

Ângulo	Incl.	Irradiação solar diária média mensal [kWh×m ⁻² ×dia ⁻¹] Município: Pinhão, PR - BRASIL													
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Plano Horizontal	0° N	6,05	5,55	5,13	4,20	3,25	2,87	3,10	4,10	4,27	5,16	5,96	6,23	4,66	3,36
Ângulo igual a latitude	26° N	5,41	5,29	5,34	4,87	4,13	3,84	4,07	5,00	4,60	5,04	5,41	5,47	4,87	1,63
Maior média anual	21° N	5,59	5,40	5,36	4,79	4,01	3,70	3,93	4,88	4,59	5,12	5,57	5,67	4,89	1,98
Maior mínimo mensal	46° N	4,46	4,59	4,95	4,88	4,38	4,18	4,38	5,16	4,39	4,48	4,52	4,45	4,57	0,98

FONTE: Adaptado de Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017) - LABREN / CCST / INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) (2019)

Existem também outras fontes de dados que podem disponibilizar informações importantes, às vezes de estações climatológicas físicas distribuídas pelo Brasil, entre eles, o CPTEC¹² e a rede SONDA¹³ do INPE, além do INMET¹⁴ e do projeto SWERA¹⁵. Estas séries históricas permitem a realização de estudos nos locais onde não há leituras diretas. Quanto maior o número de observações na série histórica maior a confiabilidade no parâmetro.

Foram obtidos dados do projeto SWERA por meio do software¹⁶ RADIASOL 2, criando uma estação na região, seguindo o procedimento aplicado por Urbanetz Junior et al. (2014), conforme a TABELA 12.

TABELA 12 – IRRADIAÇÃO MÉDIA MENSAL RADIASOL 2

Irradiação média (kWh × m ⁻² × dia ⁻¹)				
Mês	Global	Direta	Difusa	Inclinada
1	6,378	3,158	2,722	5,938
2	5,819	3,205	2,453	5,712
3	5,077	3,005	2,362	5,416
4	4,137	2,584	2,130	4,750
5	3,238	2,083	1,871	3,979
6	2,920	2,190	1,536	3,752
7	3,138	2,257	1,668	3,950
8	4,148	3,079	1,802	4,917
9	4,509	2,513	2,420	4,973
10	5,281	2,533	2,834	5,412
11	6,436	3,367	2,676	6,103
12	6,516	3,133	2,798	5,991

FONTE: Adaptado de RADIASOL 2 LABSOL-UFRGS (2019)

Cada coluna representa uma distribuição da radiação solar disponível, classificada de acordo com o tipo de incidência e o valor médio ao longo das horas dos dias de cada mês. Por exemplo, ao analisar a linha de junho, cada valor acumulado dividido por 1000 representa um *HSP*. Esta funcionalidade do programa RADIASOL 2 permite análises do efeito da radiação ao longo das horas do dia, para investigar, por exemplo, a ação da temperatura ou efeito de refrigeração do vento em relação à radiação solar acumulada, conforme a TABELA 13.

¹² Disponível em: <http://www.cptec.inpe.br/>

¹³ Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/basedados/index.html>

¹⁴ Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/>

¹⁵ Disponível em: <https://www.nrel.gov/gis/solar.html>

¹⁶ Disponível e livre para uso acadêmico em <http://www.solar.ufrgs.br/#softwares>

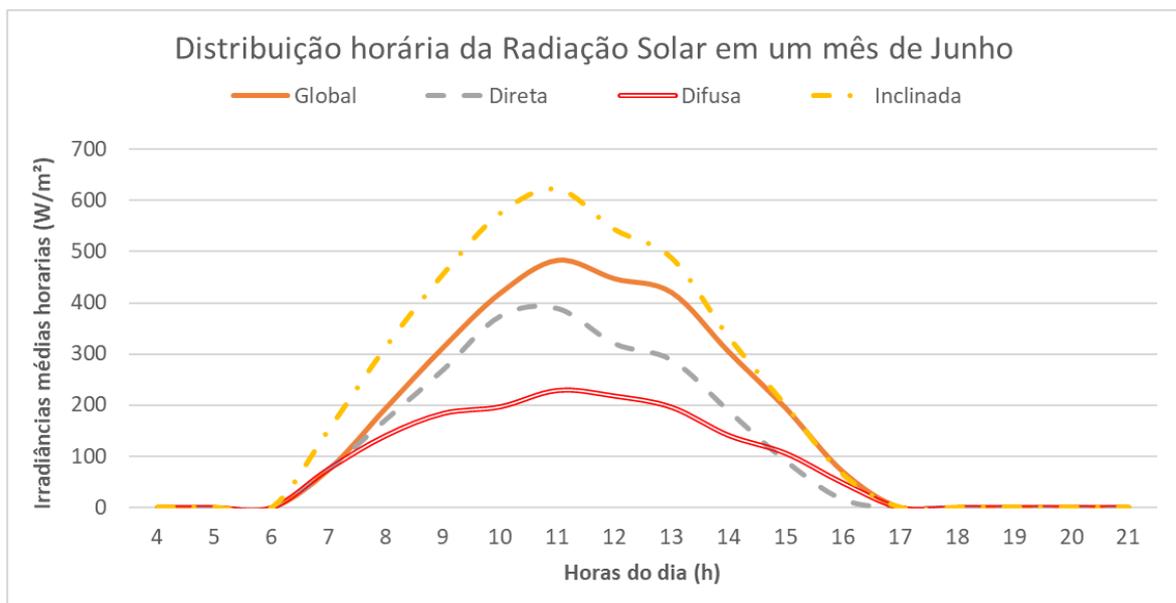
TABELA 13 – IRRADIAÇÃO MÉDIA DIÁRIA RADIASOL 2

Irradiâncias médias horárias ($W \times m^{-2}$)					
Mês	Hora	Global	Direta	Difusa	Inclinada
Junho	4	0	0	0	0
	5	0	0	0	0
	6	0	0	0	0
	7	75	76	76	153
	8	195	173	141	315
	9	313	270	184	457
	10	419	375	197	576
	11	483	390	229	623
	12	447	321	218	544
	13	420	289	196	488
	14	304	189	141	333
	15	194	91	106	199
	16	70	16	48	64
	17	0	0	0	0
	18	0	0	0	0
	19	0	0	0	0
	20	0	0	0	0
21	0	0	0	0	
TOTAL		2920	2190	1536	3752

FONTE: Adaptado de RADIASOL 2 LABSOL-UFRGS (2019)

A distribuição média mensal da radiação solar disponível ao longo das horas nos dias do mês de junho, está exposta na FIGURA 16.

FIGURA 16 – DISTRIBUIÇÃO HORÁRIA DA RADIAÇÃO SOLAR



FONTE: Adaptado de RADIASOL 2 LABSOL-UFRGS (2019)

Também, principalmente em relação à velocidade do vento, os dados climáticos em intervalo horário da estação automática A823 Inácio Martins, (25,57° S, -51,08° O, Altitude: 1,209 m), física, a 87 km de distância dos sistemas, foram obtidos junto ao Instituto Nacional de Meteorologia¹⁷ (INMET), conforme a pesquisa apontada.

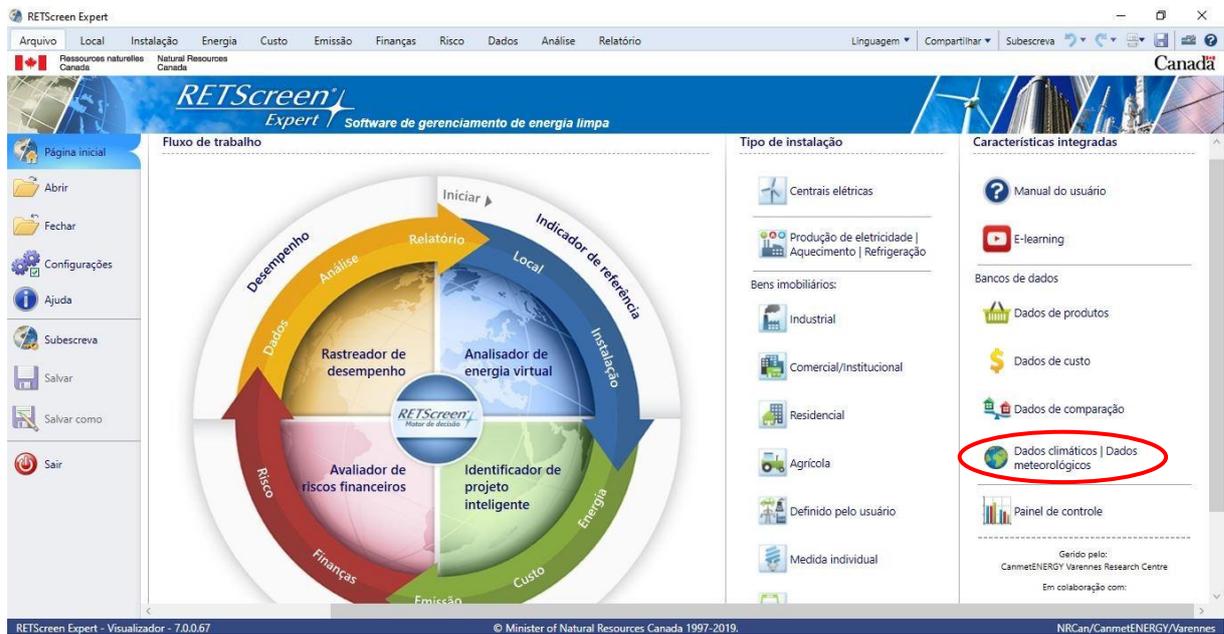
Nesta pesquisa adotou-se a temperatura do ar pois apresenta média anual maior em relação à temperatura do solo.

Os valores de pressão atmosférica podem ser convertidos para hPa (hectopascal), porém não foram utilizados.

4.2.3 RETScreen

Foram obtidos dados do software¹⁸ RETScreen Expert, clicando no ícone “Dados Climáticos | Dados Meteorológicos” destacado em vermelho na FIGURA 17.

FIGURA 17 – SOFTWARE RETSCREEN EXPERT



FONTE: Adaptado de RETSCREEN, Natural Resources Canada © 1997-2019 (2019).

A FIGURA 17 mostra a tela inicial do programa RETScreen com os principais menus suspensos e laterais que permitem a entrada de dados para a análise.

Indicando o Município de Pinhão no Brasil, com as coordenadas (-25,70° N,

¹⁷ Disponível em <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>

¹⁸ Disponível para comparação com dados reais em <https://www.nrcan.gc.ca/energy/retscreen/7465>

-51,64° E ou 25°41'60.00" S, 51°38'24.00" O) aparece uma lista de estações mais próximas. Neste estudo de caso optou-se pelas leituras no solo para Guarapuava a 39 km de distância, sendo retornados os registros conforme a FIGURA 18.

FIGURA 18 – DADOS CLIMATOLÓGICOS EM GUARAPUAVA

Mês	Temperatura do Ar °C	Humidade relativa %	Precipitação mm	Radiação solar diária - horizontal kWh/m ² /d	Pressão Atmosférica kPa	Velocidade do Vento m/s	Temperatura do Solo °C	Graus-dia para aquecimento 18 °C °C-d	Refrigeração graus-dias 10 °C °C-d
Janeiro	21,2	83,4%	208,63	5,77	90,6	0,9	21,1	0	347
Fevereiro	21,0	84,3%	165,20	5,29	90,8	0,9	20,8	0	308
Março	20,3	82,2%	128,03	4,92	90,8	0,9	20,1	0	319
Abril	18,3	82,8%	130,80	4,14	90,9	0,9	18,0	0	249
Maió	14,7	84,2%	149,73	3,45	91,0	1,0	14,3	102	146
Junho	13,1	86,6%	129,60	3,11	91,2	1,1	12,7	147	93
Julho	12,7	84,5%	119,35	3,46	91,2	1,1	12,4	164	84
Agosto	14,3	81,0%	92,07	4,26	91,2	1,1	13,9	115	133
Setembro	16,0	80,0%	156,00	4,57	91,0	1,1	15,7	60	180
Outubro	18,3	80,8%	194,06	5,19	90,8	1,0	18,2	0	257
Novembro	19,5	79,2%	133,50	6,02	90,7	1,0	19,4	0	285
Dezembro	20,8	80,5%	164,61	6,00	90,6	0,9	20,7	0	335
Anual	17,5	82,4%	1.771,58	4,68	90,9	1,0	17,2	588	2.736
Fonte	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA

FONTE: RETSCREEN, Natural Resources Canada © 1997-2019 (2019).

Na FIGURA 18 está mostrada uma tela com os dados climáticos disponíveis conforme a localização indicada pelo operador.

O programa também é utilizado para análise de viabilidade técnico-financeira, tendo sido adotado para realizar a análise financeira nesta pesquisa, conforme mostrado na FIGURA 19 e os passos relacionados no APÊNDICE 1 – Análise RETScreen Expert: Passos.

FIGURA 19 – CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS NO RETSCREEN

Descrição	Valor
Descrição	S1FEI - 100,740 kW
Nota	Sistema Flutuante Estático Inclinado
Fotovoltaica - Nível 2	
Avaliação de recursos	
Sistema de posicionamento solar	Fixo
Inclinação	26
Azimet	0
Fotovoltaica	
Tipo	poly-Si
Potência elétrica	100,74 kW
Fabricante	CANADIAN
Modelo	CS3U-365P
Número de unidades	276
Eficiência	17,39%
Temperatura de operação normal da célula	45 °C
Coefficiente de Temperatura	0,4% / °C
Área do coletor solar	579 m ²
Perdas diversas	1%
Inversor	
Eficiência	98,3%
Capacidade	104 kW
Perdas diversas	1%

FONTE: RETSCREEN, Natural Resources Canada © 1997-2019 (2020).

4.2.4 Organização e tratamento dos dados

Para a organização dos dados foram utilizados softwares dedicados às planilhas eletrônicas para cálculos, elaboração de gráficos, distribuição de frequências e análise estatística. A maioria dos dados, já descreviam as médias mensais facilitando a aplicação do método para o cálculo do desempenho dos sistemas de geração de energia estudados (flutuante, dinâmico com seguimento solar e fixos em terra). Os valores das variáveis quantitativas contínuas registradas ao longo do tempo por meio dos inversores foram transformados em médias diárias e mensais para facilitar as comparações com os dados das outras fontes.

Os dados de radiação global das fontes RETScreen e INMET, foram convertidos em radiação no plano inclinado dos módulos por meio do software Radasol 2. Os principais dados meteorológicos obtidos, considerados relevantes para esta pesquisa, estão expostos no item 5.1, p. 72, a partir da TABELA 14, p. 73, para a comparação.

5 ESTUDO DE CASO

O sistema flutuante permaneceu em operação entre os dias 23-03-2020 e 21-06-2020 (ver Anexo 1), todo o período praticamente na estação relativa ao Outono no Hemisfério Sul, que ocorre aproximadamente entre os dias 20-03 e 21-06 a cada ano.

Foram utilizados os dados de 11 dias registrados no intervalo entre 10-06-20 e 20-06-2020 para a investigação do desempenho, devido ao funcionamento simultâneo de os quatro sistemas solares fotovoltaicos distintos: flutuantes ou em solo, dinâmicos ou estáticos, horizontais ou inclinados na geração de energia.

Também foram comparados os dados climatológicos, a disponibilidade dos sistemas, a energia gerada (E_g), o fator de capacidade (FC), a produtividade final (Y_F) e a taxa de desempenho (PR), estimados, com os dados reais de geração obtidos durante o período do experimento, além dos indicadores econômico-financeiros valor presente líquido, taxa interna de retorno e *Payback*.

5.1 COMPARAÇÃO DE DADOS CLIMÁTICOS

Os dados climáticos de radiação solar no plano dos módulos, velocidade do vento, temperatura e umidade relativa do ar, foram obtidos junto às fontes públicas citadas no item 4.2.2 na p.65. Para análise das séries foi calculado um valor médio mensal representativo de cada parâmetro observado conforme exposto da TABELA 14 a TABELA 16 e nos gráficos da FIGURA 21 e FIGURA 22.

5.1.1 Radiação solar

Foram adotados os dados de radiação solar, em $\text{kWh} \times \text{m}^{-2} \times \text{dia}^{-1}$, no plano inclinado de 26° dos módulos, convertidos em horas de sol pleno conforme a equação (3), p. 31, disponíveis neste formato nos programas SunDATA e Radiasol 2. Os dados obtidos no RETScreen, em radiação global horizontal, foram convertidos em radiação inclinada por meio do *software* Radiasol 2, conforme a FIGURA 20.

FIGURA 20 – FONTE DE DADOS DE RADIAÇÃO



FONTE: O autor (2020)

TABELA 14 – SÉRIE HISTÓRICA DE RADIAÇÃO SOLAR

0°	HSP	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	média	máx	mín	delta
Sun DATA		6,05	5,55	5,13	4,20	3,25	2,87	3,10	4,10	4,27	5,16	5,96	6,23	4,66	6,23	2,87	3,36
RETScreen		5,77	5,29	4,92	4,14	3,45	3,11	3,46	4,26	4,57	5,19	6,02	6,00	4,68	6,02	3,11	2,91
Radiasol 2		6,38	5,82	5,08	4,14	3,24	2,92	3,14	4,15	4,51	5,28	6,44	6,51	4,80	6,51	2,92	3,59
	média	6,07	5,55	5,04	4,16	3,31	2,97	3,23	4,17	4,45	5,21	6,14	6,25	4,71	6,25	2,97	3,28

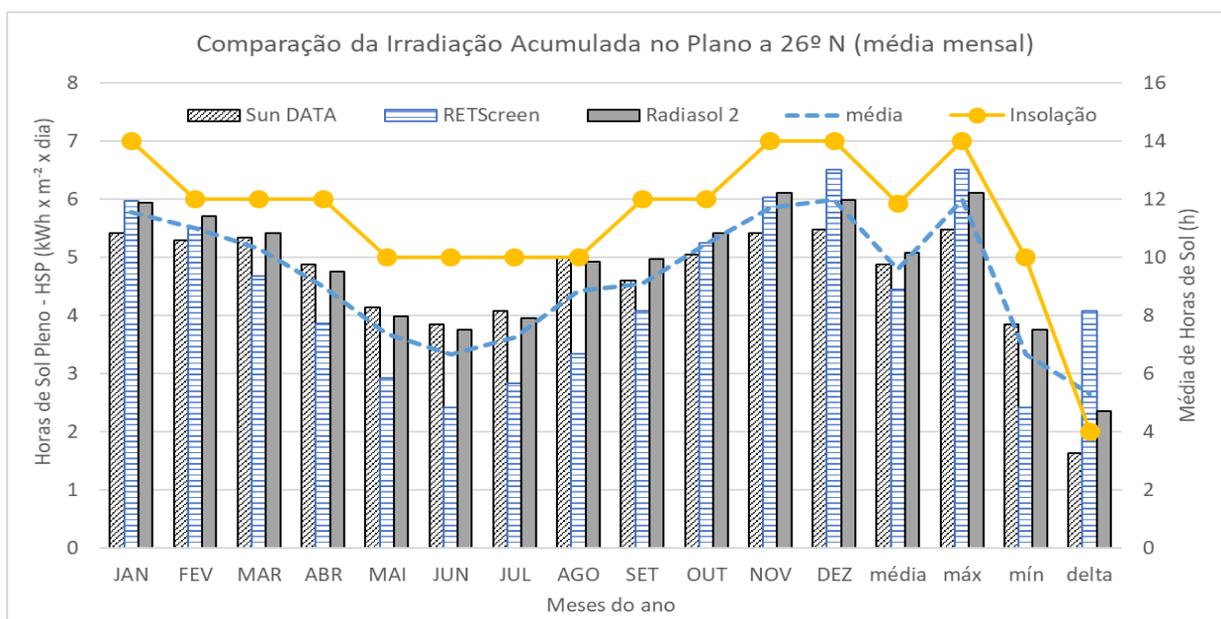
26°	HSP	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	média	máx	mín	delta
Sun DATA		5,41	5,29	5,34	4,87	4,13	3,84	4,07	5,00	4,60	5,04	5,41	5,47	4,87	5,47	3,84	1,63
RETScreen		5,97	5,50	4,67	3,86	2,92	2,42	2,83	3,33	4,08	5,25	6,03	6,50	4,45	6,50	2,42	4,08
Radiasol 2		5,94	5,71	5,42	4,75	3,98	3,75	3,95	4,92	4,97	5,41	6,10	5,99	5,07	6,10	3,75	2,35
	média	5,77	5,50	5,14	4,49	3,68	3,34	3,62	4,42	4,55	5,23	5,85	5,99	4,80	5,99	3,34	2,65

FONTE: Adaptado de SunDATA, RETScreen e Radiasol 2(2019)

A TABELA 14, estão indicados os valores de radiação solar do banco de dados das fontes consultadas para o plano horizontal paralelo ao solo e para o plano inclinado à 26° em relação ao eixo Norte.

No gráfico de radiação estão comparados os dados de uma série histórica obtida por meio das fontes mencionadas e a média de horas de insolação, obtidos pelo Radiasol, no eixo secundário direito está apresentado na FIGURA 21.

FIGURA 21 – COMPARAÇÃO DE DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR



FONTE: Adaptado de SunDATA, RETScreen e Radiasol 2(2019)

5.1.2 Temperatura

Foram utilizados os dados médios de temperatura ambiente, em °C, para utilização direta na equação (1) p. 30, na equação (2), p. 31 e na Equação (4), p. 32. Para isso, foram calculadas as médias das temperaturas máximas e mínimas diárias fornecidas a cada hora pelo INMET, estação física. Na TABELA 15, estão indicados os valores médios mensais de temperatura ambiente do banco de dados das fontes

consultadas. Também estão relacionados os valores padrão de teste (STC) e normal de operação (NOMT) para comparação como os valores medidos na estação física do INMET.

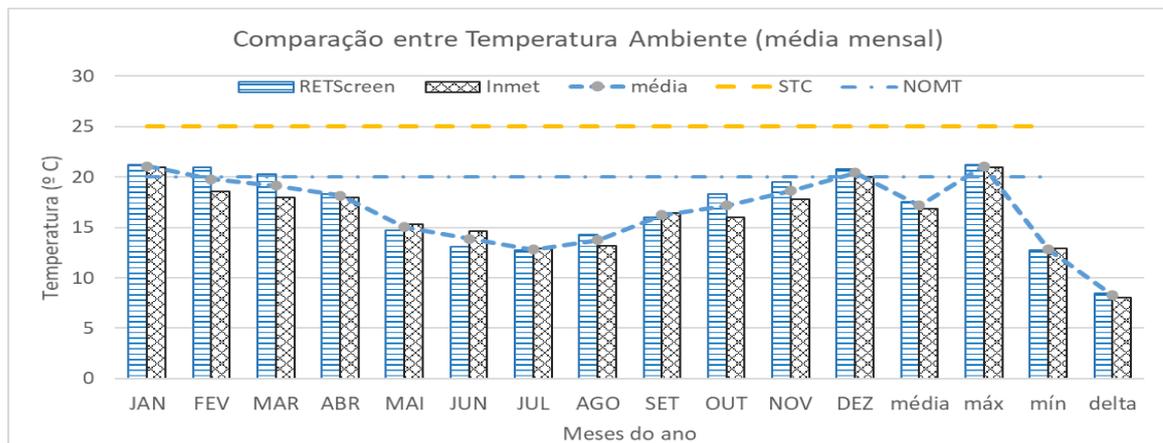
TABELA 15 – SÉRIE HISTÓRICA DE TEMPERATURA

T _{amb} °C	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	média	máx	mín	delta
RETScreen	21,20	21,00	20,30	18,30	14,70	13,10	12,70	14,30	16,00	18,30	19,50	20,80	17,52	21,20	12,70	8,50
Inmet	20,93	18,57	18,00	18,00	15,34	14,62	12,92	13,18	16,46	16,02	17,75	20,02	16,82	20,93	12,92	8,01
média	21,06	19,78	19,15	18,15	15,02	13,86	12,81	13,74	16,23	17,16	18,62	20,41	17,17	21,06	12,81	8,25
STC	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	0,00
NOMT	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	0,00

FONTE: Adaptado de RETScreen e INMET (2019)

O gráfico de temperatura com a série histórica obtida por meio do RETScreen e INMET junto com as marcas em STC e NOMT, está apresentado na FIGURA 22.

FIGURA 22 – COMPARAÇÃO DE DADOS DE TEMPERATURA



FONTE: Adaptado de RETScreen e INMET (2019)

5.1.3 Velocidade do vento

Foram utilizados os dados médios de velocidade do vento, em m/s, para utilização direta na equação (4), p. 32, com o cálculo das médias mensais das leituras a cada hora pelo INMET. A Equação (5) não foi utilizada por descrever maior desvio. Neste estudo, de perdas relativas à temperatura de operação dos módulos, foram adotados os valores médios de INMET devido à leitura próxima à superfície no local do experimento, conforme a TABELA 16.

TABELA 16 – SÉRIE HISTÓRICA DE VELOCIDADE DO VENTO

(m/s)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	média	máx	mín	delta
RETScreen	0,90	0,90	0,90	0,90	1,00	1,10	1,10	1,10	1,10	1,00	1,00	0,90	0,99	1,10	0,90	0,20
Inmet	2,25	2,52	2,44	1,93	2,30	2,37	2,69	2,86	2,77	2,63	ND	2,35	2,46	2,86	1,93	0,93
média	1,57	1,71	1,67	1,42	1,65	1,73	1,89	1,98	1,94	1,82	1,00	1,62	1,67	1,98	1,00	20,00

FONTE: Adaptado de RETScreen e INMET (2019)

Assim, foi possível observar o efeito da radiação ($W \times m^{-2}$) e do vento (m/s) na temperatura de operação dos módulos gerando perdas com o cálculo de T_{mod} ($^{\circ}C$), ΔP (%) e T_{m1} ($^{\circ}C$) por meio da Equação (1), da Equação (2) e da Equação (4), respectivamente. Assim, a energia gerada E_A ($kWh \times h^{-1}$) foi estimada por meio da Equação (7) e adotando-se T_{m1} ($^{\circ}C$). Para a homogeneização adotou-se os parâmetros: K_t igual a 0,0215, C_p igual a -0,38 e β_p igual a 0,38 dividido por 100, porém equivalentes. Todavia, sem uso da Equação (5) nesta pesquisa.

Foram utilizados os dados médios de radiação obtidos no SunDATA para o mês de dezembro, a maior média anual, dados de velocidade do vento e temperatura ambiente da estação A823 do INMET para o dia 12/12/2018, conforme a TABELA 17.

TABELA 17 – INTERFERÊNCIAS NA TEMPERATURA OPERACIONAL

Hora	T_{amb} ($^{\circ}C$)	Vento	RADIASOL2	T_{mod} ($^{\circ}C$)	ΔP (%)	T_{m1} ($^{\circ}C$)	ΔP (%)	E_A (Wh)
UTC	Média	Vel (m/s)	($W \times m^{-2}$)	$K_t=0,0215$	$C_p = -0,38$	$K_t=0,0215$	$C_p = -0,38$	$\beta_p = 0,38$
0	21,75	1,6	0	21,75	1,24	20,64	1,66	0,00
1	21,35	1,6	0	21,35	1,39	20,26	1,80	0,00
2	19,95	0,8	0	19,95	1,92	19,92	1,93	0,00
3	18,85	0,2	0	18,85	2,34	19,63	2,04	0,00
4	19,05	1,1	0	19,05	2,26	18,70	2,39	0,00
5	19,30	1,3	34	20,03	1,89	19,42	2,12	11,78
6	19,70	1,1	165	23,25	0,67	22,86	0,81	56,41
7	20,10	0,7	302	26,59	-0,61	26,68	-0,64	101,77
8	19,85	1,2	482	30,21	-1,98	29,70	-1,79	160,55
9	20,05	1,6	644	33,90	-3,38	32,87	-2,99	211,88
10	20,85	1,4	772	37,45	-4,73	36,63	-4,42	250,25
11	22,30	1,6	824	40,02	-5,71	38,87	-5,27	264,73
12	24,20	2,6	826	41,96	-6,44	39,48	-5,50	264,73
13	26,30	2,2	774	42,94	-6,82	40,84	-6,02	246,70
14	26,50	2,4	665	40,80	-6,00	38,44	-5,11	214,02
15	27,20	2	494	37,82	-4,87	35,92	-4,15	160,59
16	28,70	3	328	35,75	-4,09	32,53	-2,86	108,06
17	28,70	2,6	167	32,29	-2,77	29,56	-1,73	55,66
18	28,75	3,9	39	29,59	-1,74	25,25	-0,09	13,21
19	29,15	4,1	0	29,15	-1,58	24,54	0,17	0,00
20	28,35	1,5	0	28,35	-1,27	27,00	-0,76	0,00
21	27,10	0,5	0	27,10	-0,80	27,06	-0,78	0,00
22	25,00	1,2	0	25,00	0,00	24,21	0,30	0,00
23	22,85	0,4	0	22,85	0,82	23,16	0,70	0,00
média	23,58	1,69	296	29,42	-1,68	28,09	-1,17	88,35
total			6516		-40,28		-28,19	2120

FONTE: Adaptado de INMET e RADIASOL 2 (2019)

5.2 CÁLCULO DE DESEMPENHO DOS SISTEMAS

A estimativa de geração de $2.131 \text{ MWh} \times \text{ano}^{-1}$ com 243,260 kW, previa o uso de 80% da área do reservatório, ou seja, $19,750 \text{ km}^2$. Desta área apenas 66% seria efetivamente ocupada pelos painéis solares (STRANGUETO, 2016). Então com a área de $1,128067 \text{ km}^2$ ocupada pelo sistema flutuante de 100,740 KWp resultaria uma produção proporcional da ordem de $50,418465 \text{ MWh} \times \text{ano}^{-1}$.

5.2.1 Estimativas de geração (E_g)

Para estimar a energia gerada em cada sistema, em relação as fontes de dados de radiação consultadas, calculou-se o valor de E_g , em $\text{kWhp} \times \text{dia}^{-1}$, por meio da Equação (6), com dados de HSP expostos na TABELA 14 e com os parâmetros de eficiência dos inversores $\eta_{CC/CA}$ da TABELA 8, em valores médios para o mês de junho, conforme mostrado na TABELA 18.

TABELA 18 – ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO DIÁRIA (E_g)

Sistemas PV		CS3U-365P		P_T	RADIAÇÃO	HSP	Inversores			E_g	
Código	Descrição	Pn(Wp)	nº	(kWp)	($\text{kWh} \times \text{m}^{-2} \times \text{dia}^{-1}$)	(h)	tipo	Pn(kW)	$\eta_{CC/CA}(\%)$	$\eta_{CC/CA}$	($\text{kWhp} \times \text{dia}^{-1}$)
S1FEI	Flutuante Estático Inclinado	365	138	50,370	3,340	3,340	ABB TRIO	52	98,3	0,983	330,752
			138	50,370	3,340	3,340		52	98,3	0,983	
S2SDH	Solo Dinâmico Horizontal		2	0,730	2,970	2,970	ECOSOLYS	1,1	93,0	0,930	2,016
S3SEH	Solo Estático Horizontal		2	0,730	2,970	2,970		1,1	93,0	0,930	2,016
S4SEI	Solo Estático Inclinado		2	0,730	3,340	3,340		1,1	93,0	0,930	2,268
Total	4			282	102,930	$E_g = P_T \times HSP \times \eta_{CC/CA}$					337,052

FONTE: O autor (2020)

5.2.2 Disponibilidade dos sistemas

A disponibilidade operacional teórica dos sistemas em razão de possíveis eventos de manutenção corretiva, preditiva ou fortuitos ao longo de 365 dias no ano, estão presentes na TABELA 19.

Para o sistema flutuante contou-se com a operação entre os dias 23-03-2020 e 21-06-2020, ou seja, de 9 dias em março, 30 dias em abril, 31 dias em maio e 21 dias em junho. Os sistemas em solo: plano, inclinado e com rastreador, operando entre 01-06-2020 e 30-06-2020, contaram também com 21 dias no mês de junho. A disponibilidade operacional dos sistemas está presente na TABELA 19.

TABELA 19 – DISPONIBILIDADE OPERACIONAL DOS SISTEMAS

Código	MAR	ABR	MAI	JUN
Dias	31	30	31	30
S1FEI	9	30	31	21
S2SDH	0	0	0	21
S3SEH	0	0	0	21
S4SEI	0	0	0	21

FONTE: O autor (2020)

Em comparação, no mês de junho, por exemplo, a produção poderia ser de 1,43 x maior se levado em conta a operação de 21 dias para 31 dias. A partir deste referencial basta multiplicar o valor de E_g , apresentado na TABELA 18, pelo número de dias operacionais para se obter a quantidade de energia, em kWh, que pode vir a ser gerada, por exemplo, de 9.922,547 kWh em 30 dias operacionais no mês de junho para o sistema S1FEI, conforme a TABELA 20.

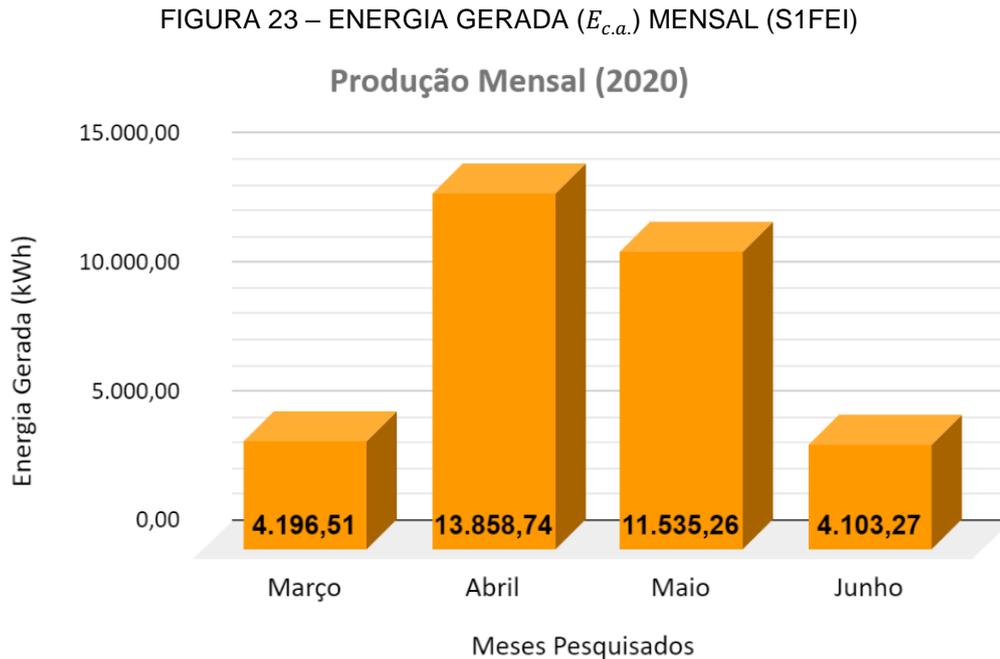
TABELA 20 – ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO ANUAL (E_g)

MESES	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	total	
Dias	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	
P_T (kWp)	S1FEI	100,740	100,740	100,740	100,740	100,740	100,740	100,740	100,740	100,740	100,740	100,740		
	S2SDH	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730		
	S3SEH	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730		
	S4SEI	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730	0,730		
	Σ (kWp)	102,930	102,930	102,930	102,930	102,930	102,930	102,930	102,930	102,930	102,930	102,930	102,930	
HSP (horas)	0°	6,07	5,55	5,04	4,16	3,31	2,97	3,23	4,17	4,45	5,21	6,14	6,25	
	26°	5,77	5,50	5,14	4,49	3,68	3,34	3,62	4,42	4,55	5,23	5,85	5,99	
$\eta_{CC/CA}$	ABB	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	
	ECOSOLYS	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	0,930	
E_g (dias)	S1FEI	571,388	544,651	509,001	444,633	364,421	330,752	358,479	437,701	450,575	517,913	579,310	593,174	
	S2SDH	4,121	3,768	3,422	2,824	2,247	2,016	2,193	2,831	3,021	3,537	4,168	4,243	
	S3SEH	4,121	3,768	3,422	2,824	2,247	2,016	2,193	2,831	3,021	3,537	4,168	4,243	
	S4SEI	3,917	3,734	3,490	3,048	2,498	2,268	2,458	3,001	3,089	3,551	3,972	4,067	
	Σ (kWh)	583,547	555,921	519,334	453,330	371,414	337,052	365,323	446,364	459,706	528,538	591,619	605,727	
E_g (mês)	S1FEI	17.713,035	15.250,223	15.779,029	13.338,993	11.297,048	9.922,547	11.112,857	13.568,737	13.517,243	16.055,316	17.379,312	18.388,402	173.322,742
	S2SDH	127,749	105,501	106,071	84,727	69,662	60,490	67,978	87,761	90,633	109,649	125,053	131,537	1.166,812
	S3SEH	127,749	105,501	106,071	84,727	69,662	60,490	67,978	87,761	90,633	109,649	125,053	131,537	1.166,812
	S4SEI	121,435	104,551	108,176	91,448	77,449	68,026	76,186	93,023	92,670	110,070	119,147	126,065	1.188,245
	Σ (kWh)	18.089,967	15.565,775	16.099,348	13.599,895	11.513,821	10.111,553	11.325,000	13.837,283	13.791,179	16.384,684	17.748,566	18.777,540	176.844,610

FONTE: O autor (2020)

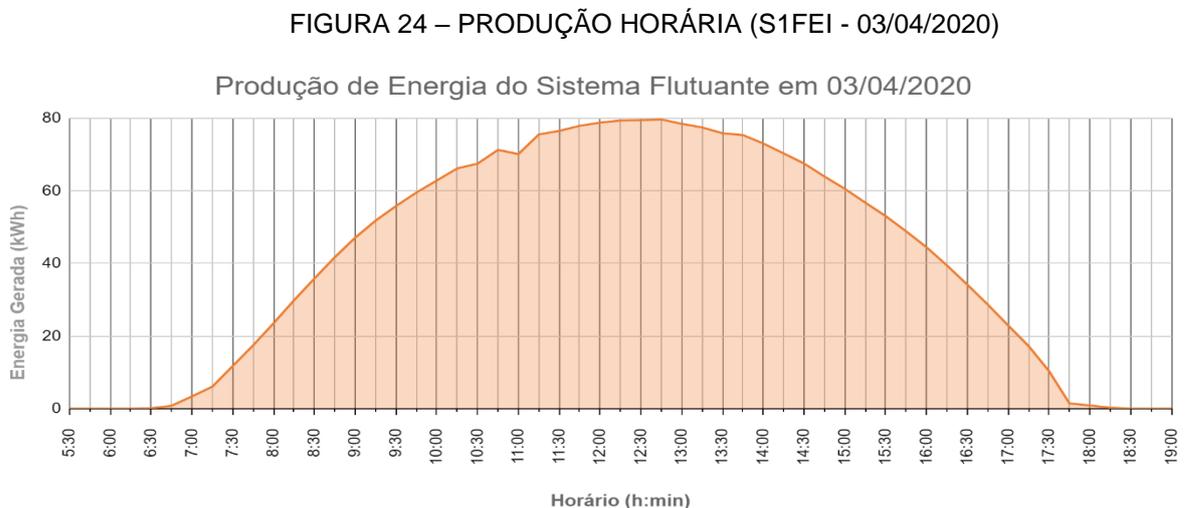
5.2.3 Energia efetivamente gerada ($E_{c.a.}$)

Os dados da energia gerada ($E_{c.a.}$) pelos sistemas estão disponíveis no ANEXO 1 – Dados de geração dos sistemas em kWh. A energia gerada por S1FEI de 33,693700 MWh está resumida na FIGURA 23 e na FIGURA 25.



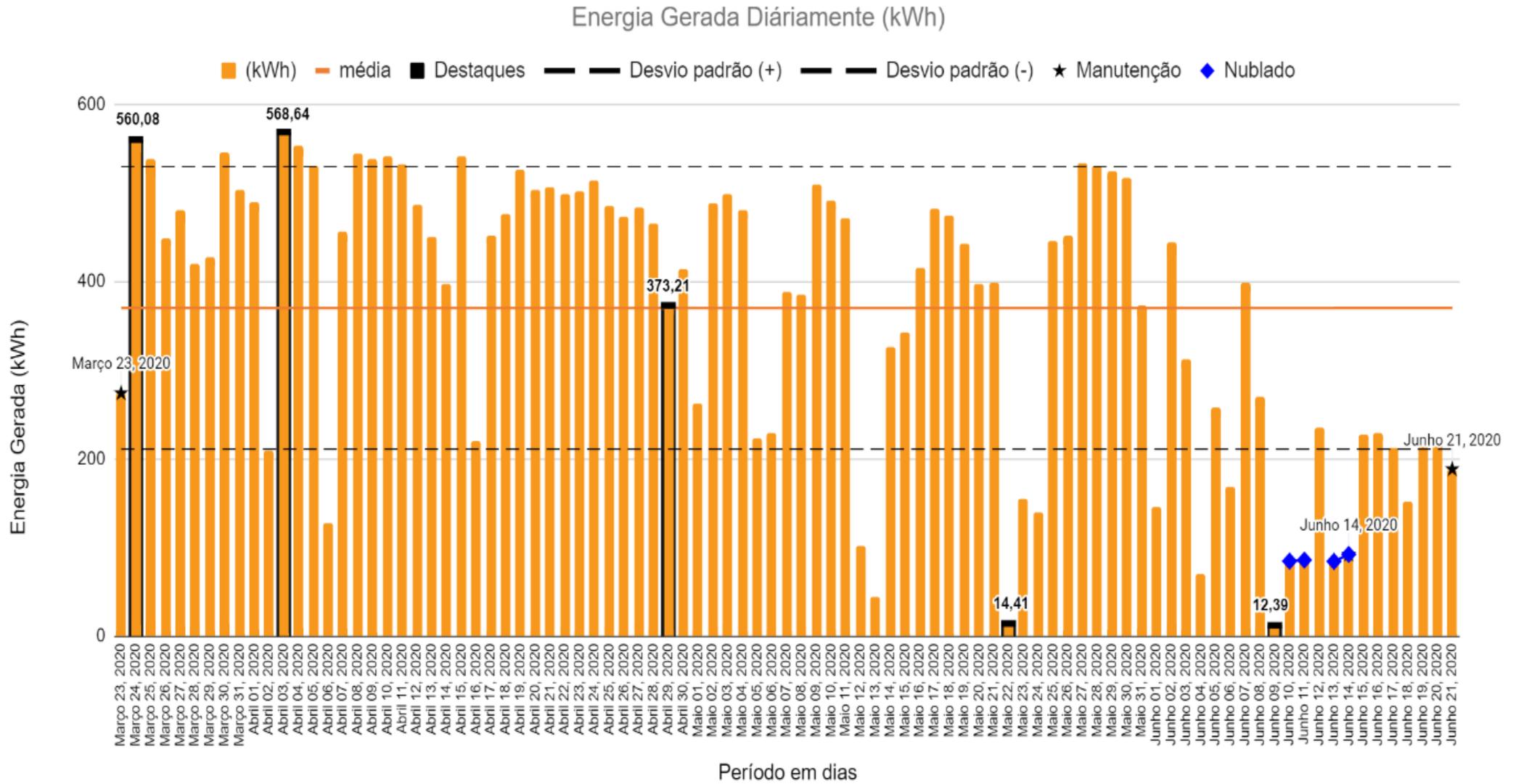
FONTE: Adaptado de easyview.auroravision (2020)

Foi possível comparar a produtividade do sistema flutuante (S1FEI) nos dias de junho com a geração em 03 de abril de 2020 quando foi registrado o recorde de 568,64 kWh de produção durante o experimento, conforme destacado na FIGURA 24.



FONTE: Adaptado de easyview.auroravision (2020)

FIGURA 25 – ENERGIA GERADA ($E_{c.a.}$) DIÁRIA (S1FEI)

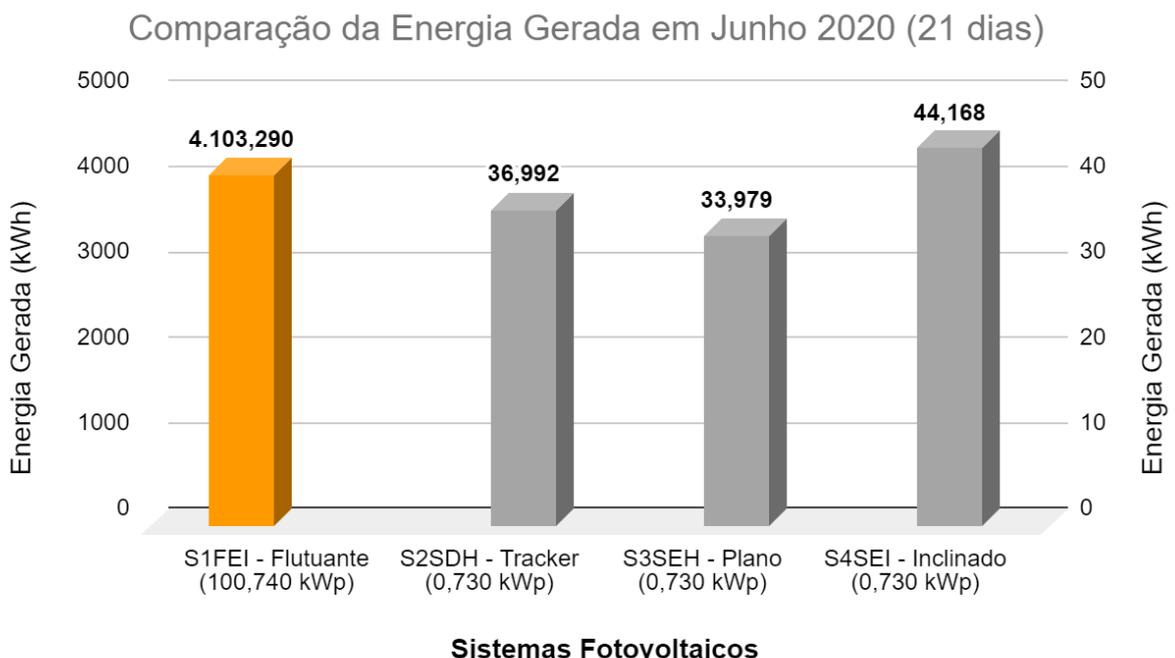


FONTE: Adaptado de easyview.auroravision (2020)

Um resumo com os dados de energia gerada ($E_{c.a.}$) pelos sistemas em junho de 2020 podem ser analisado conforme a FIGURA 26 e TABELA 21, onde estão relacionados os valores de geração, em kWh, de cada sistema durante a operação nem sempre simultânea no mês de junho de 2020. O sistema S1FEI, representado pela coluna e eixo à esquerda do gráfico, apresentou uma maior quantidade de energia gerada devido à maior capacidade instalada. Já, os sistemas S2SDH, S3SEH e S4SEI com capacidade instalada de 0,730 kWp e a respectiva energia gerada no mesmo período de observação foram relacionados ao eixo à direita. Na TABELA 21, foi possível observar o intervalo de registros de geração simultânea dos sistemas.

Desta forma foi possível comparar, com precisão, apenas os sistemas com capacidades instaladas similares e, também, devido ao mesmo período de operação. Conforme a TABELA 22, observa-se que o sistema inclinado S4SEI apresentou a maior eficiência de 29,99%, sendo que o rastreamento solar em S2SDH permitiu um ganho de 8,87% de energia gerada ($E_{c.a.}$) em relação ao sistema com placas fixas horizontais S3SEH. Porém, esta forma de análise não permitiu aferir no contexto a produtividade (Y_F) do sistema flutuante S1FEI, para isso foi preciso utilizar os parâmetros apropriados. Assim, foram analisados os dados de 11 dias de geração simultânea dos sistemas, entre 10/06/2020 e 20/06/2020, conforme a TABELA 23.

FIGURA 26 – ENERGIA GERADA ($E_{c.a.}$) PELOS SISTEMAS EM JUNHO 2020



FONTE: Adaptado de easyview.auroravision e ecosolys (2020)

TABELA 21 – ENERGIA GERADA ($E_{c.a.}$) PELOS SISTEMAS EM JUNHO/2020

Data	S1FEI	S2SDH	S3SEH	S4SEI
	Flutuante	Seguidor	Plano	Inclinado
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Junho 01, 2020	145,750			
Junho 02, 2020	443,420			
Junho 03, 2020	313,040			
Junho 04, 2020	69,510			
Junho 05, 2020	257,870			
Junho 06, 2020	168,960			
Junho 07, 2020	399,430			
Junho 08, 2020	269,700			
Junho 09, 2020	12,390			
Junho 10, 2020	84,730	0,940	0,876	1,062
Junho 11, 2020	85,960	0,977	0,918	1,083
Junho 12, 2020	235,810	2,408	2,258	3,131
Junho 13, 2020	84,460	0,946	0,893	1,055
Junho 14, 2020	92,330	1,248	1,169	1,214
Junho 15, 2020	228,160	2,422	2,302	3,189
Junho 16, 2020	229,070	2,389	2,287	3,116
Junho 17, 2020	212,160	2,218	2,088	2,751
Junho 18, 2020	151,820	1,708	1,628	2,081
Junho 19, 2020	213,570	2,346	2,156	2,861
Junho 20, 2020	216,720	2,864	2,109	2,859
Junho 21, 2020	188,430	3,295	2,353	3,296
Junho 22, 2020		2,369	2,350	3,277
Junho 23, 2020		2,119	2,073	2,812
Junho 24, 2020		2,381	2,344	3,328
Junho 25, 2020		0,281	0,270	0,274
Junho 26, 2020		1,716	1,681	2,052
Junho 27, 2020		1,285	1,225	1,331
Junho 28, 2020		1,014	0,951	1,133
Junho 29, 2020		1,359	1,367	1,512
Junho 30, 2020		0,707	0,681	0,751
Total	4.103,290	36,992	33,979	44,168

FONTE: Adaptado de easyview.auroravision e ecosolys (2020)

TABELA 22 – EFICIÊNCIA DOS SISTEMAS EM SOLO

Sistemas	S3SEH	S2SDH	S4SEI
Energia (kWh)	33,979	36,992	44,168
Eficiência (%)	Referência	8,87	29,99

FONTE: O autor (2020)

TABELA 23 – ENERGIA GERADA ($E_{c.a.}$) 10/06 - 20/06)

Sistema	S1FEI	S2SDH	S3SEH	S4SEI
Data	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Junho 10, 2020	84,730	0,940	0,876	1,062
Junho 11, 2020	85,960	0,977	0,918	1,083
Junho 12, 2020	235,810	2,408	2,258	3,131
Junho 13, 2020	84,460	0,946	0,893	1,055
Junho 14, 2020	92,330	1,248	1,169	1,214
Junho 15, 2020	228,160	2,422	2,302	3,189
Junho 16, 2020	229,070	2,389	2,287	3,116
Junho 17, 2020	212,160	2,218	2,088	2,751
Junho 18, 2020	151,820	1,708	1,628	2,081
Junho 19, 2020	213,570	2,346	2,156	2,861
Junho 20, 2020	216,720	2,864	2,109	2,859
Total	1.834,790	20,466	18,684	24,402

FONTE: Adaptado de easyview.auroravision e ecosolys (2020)

5.2.4 Fator de capacidade (FC)

O fator de capacidade (FC) de cada sistema foi calculado, por meio da equação (8) presente na p. 42, relacionando a energia gerada ($E_{c.a.}$), a capacidade instalada (P_{FV}^0), a disponibilidade mensal e uma operação ideal em 12 ou 24 h por dia, conforme apresentado na TABELA 24 e expostos no gráfico na FIGURA 27.

5.2.5 Produtividade final (Y_F)

A produtividade final (Y_F) em kWh \times kWp⁻¹, de cada sistema, foi calculada por meio da Equação (9), conforme apresentado na TABELA 24. O gráfico de produtividade, comparando o desempenho dos sistemas flutuante, dinâmico e estáticos está exposto na FIGURA 27.

5.2.6 Taxa de desempenho (PR)

A taxa de desempenho ou *performance ratio* (PR), expressa em porcentagem, foi calculada a partir dos valores de (Y_F) em kWh \times kWp⁻¹, radiação em horas de Sol pleno (HSP) e do período operacional (PO_{dias}) em dias por meio da Equação (10) presente na p. 43, conforme apresentado na TABELA 24.

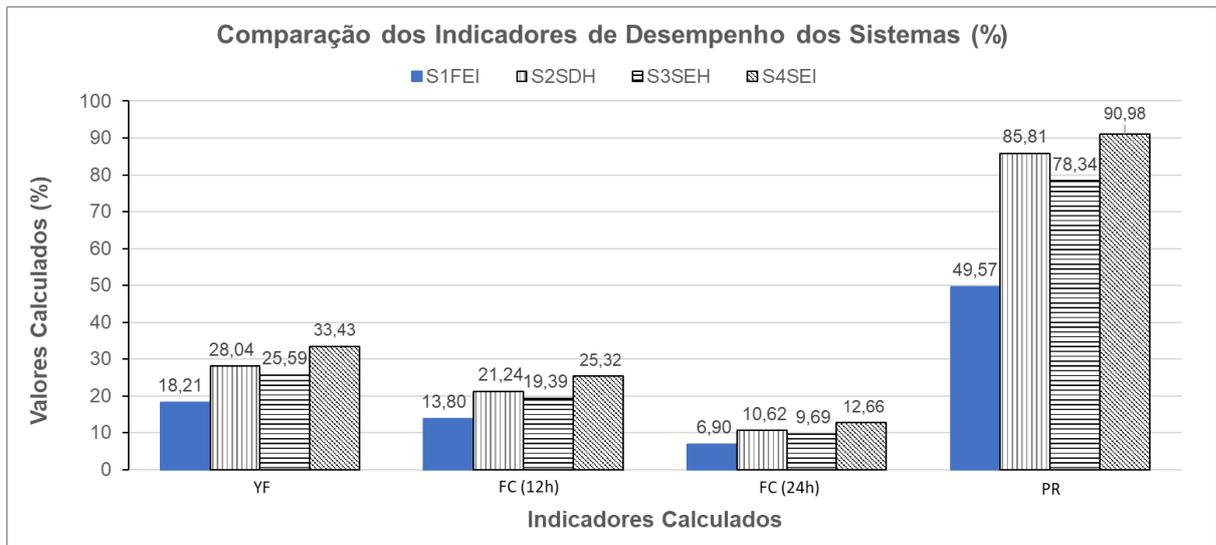
O gráfico de *performance ratio* (PR), comparando os dados de desempenho dos quatro sistemas: flutuante, dinâmico e estáticos está apresentado na FIGURA 27.

TABELA 24 – INDICADORES DE DESEMPENHO DOS SISTEMAS

Sistema	<i>HSP</i>	<i>E_{c.a.}</i>	<i>P₀⁰_{FV}</i>	<i>PO_{dias}</i>	<i>Y_F</i>	<i>FC (%)</i>		<i>PR (%)</i>
	horas	kWh	kWp	dias	kWh × kWp ⁻¹	12h	24h	
S1FEI	3,34	1.834,790	100,740	11	18,21	13,80	6,90	49,57
S2SDH	2,97	20,466	0,730	11	28,04	21,24	10,62	85,81
S3SEH	2,97	18,684	0,730	11	25,59	19,39	9,69	78,34
S4SEI	3,34	24,402	0,730	11	33,43	25,32	12,66	90,98

FONTE: O autor (2020)

FIGURA 27 – INDICADORES DE DESEMPENHO DOS SISTEMAS

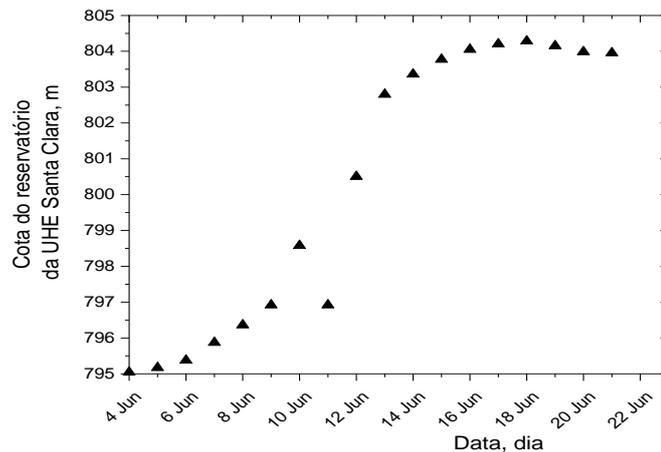


FONTE: O autor (2020)

A análise indica que o rastreamento solar (S2SDH) proporcionou um ganho de produtividade de 2,44% em relação ao fixo (S3SEH), ambos com orientação horizontal dos módulos. Porém, o melhor desempenho de 90,98% foi obtido com o sistema em solo com módulos inclinados (S4SEI). Conforme a revisão da literatura estimava-se que a produtividade do sistema flutuante (S1FEI) fosse de 10% maior do que o mesmo sistema em solo (S4SEI), neste estudo, ambos com os módulos inclinados, devido ao efeito refrigerador da água e principalmente no mês de junho início do inverno no hemisfério sul. O valor da energia gerada ($E_{c.a.}$) 1,834790 MWh em 11 dias de operação é praticamente a metade da projeção (E_g) 3,638267 MWh indicada na TABELA 20. Esta produtividade pode ter sido afetada pela rotação do sistema flutuante, em relação ao alinhamento dos módulos com o Norte, devido às correntezas e formação de ondas, perdas excessivas dos inversores ou com a temperatura de operação. Também, em particular neste estudo de caso, ocorreu no início de junho uma sobrecarga no sistema de ancoragem e contrapesos responsáveis

por regular a posição dos flutuadores, devido à uma repentina cheia excessiva no reservatório, causando submersão e desligamento de alguns módulos. Para analisar este fato foi inserido o gráfico com dados da cota do reservatório da UHE Santa Clara, entre os dias 04 e 22 de junho de 2020, em função de uma forte chuva ocorrida no local e nos seus afluentes, conforme a FIGURA 28.

FIGURA 28 - COTAS DO RESERVATÓRIO DA UHE SANTA CLARA.



FONTE: Elejor (2020)

Desta forma, foram calculados os índices de mérito para analisar o desempenho do sistema S1FEI também para os meses anteriores, conforme apresentados na TABELA 25.

TABELA 25 – ÍNDICES DE MÉRITO DE S1FEI (MARÇO A JUNHO)

Mês	<i>HSP</i>	P_{FV}^0	PO_{dias}	E_g	$E_{c.a.}$	Y_F	FC (%)	PR (%)
	horas	kWp	dias	kWh	kWh	kWh x kWp ⁻¹	24h	
Março	5,14	100,740	9	4.581,008	4.196,390	41,66	19,29	90,05
Abril	4,49	100,740	30	13.338,993	13.858,750	137,57	19,11	102,13
Maio	3,68	100,740	31	11.297,048	11.535,270	114,51	15,39	100,37
Junho	3,34	100,740	21	6.945,783	4.103,290	40,73	8,08	58,07

FONTE: O autor (2020)

5.2.7 Fatores de expansão (FE)

Principal responsável pela produção de energia fotovoltaica, a variação da radiação solar ou mais precisamente a variação de *HSP*, também pode indicar alterações na geração energética ao longo das outras estações do ano. Assim, o cálculo de fatores de expansão também fornece uma alternativa para visão de conjunto da produtividade diária ou média mensal em relação à média anual. Este

coeficiente pode ser calculado para medições locais ou para a fonte de dados adotada. Desta forma, para uma estimativa foi adotada a média dos valores de *HSP* para 26° de inclinação, indicados na TABELA 14. Os fatores de expansão (FE) relacionando a média anual e mensal foram calculados, conforme a TABELA 26.

TABELA 26 – FATORES DE EXPANSÃO

MESES	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	média	máx	min	delta
^{0°}	6,07	5,55	5,04	4,16	3,31	2,97	3,23	4,17	4,45	5,21	6,14	6,25	4,71	6,25	2,97	3,28
<i>HSP</i> FE	0,78	0,85	0,93	1,13	1,42	1,59	1,46	1,13	1,06	0,90	0,77	0,75	1,06	1,59	0,75	0,83
(médio) 26°	5,77	5,50	5,14	4,49	3,68	3,34	3,62	4,42	4,55	5,23	5,85	5,99	4,80	5,99	3,34	2,65
FE	0,83	0,87	0,93	1,07	1,30	1,44	1,33	1,09	1,05	0,92	0,82	0,80	1,04	1,44	0,80	0,64

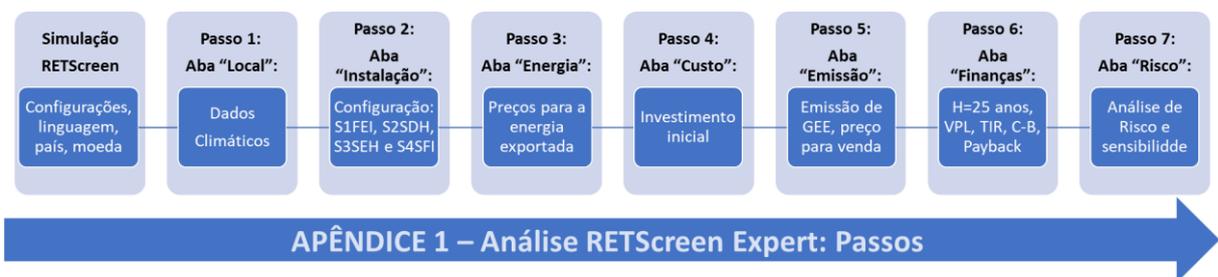
FONTE: O autor (2020).

Nesta pesquisa, este fator é trabalhado como uma proposta para expandir uma amostra de geração real, o que inclui as interferências causadas por sujidades, temperatura operacional excessiva, *mismatch*, degradação dos módulos, entre outras perdas reais, relacionando essa produção mensal registrada à uma estimativa anual.

5.2.8 RETScreen

Para comparação com os dados reais foram usados os dados experimentais, conforme o APÊNDICE 1 – Análise RETScreen Expert: Passos. O fluxo de etapas na análise realizada pelo RETScreen pode ser visualizado no fluxograma da FIGURA 29.

FIGURA 29 – FLUXOGRAMA DE ANÁLISE RETSCREEN



FONTE: O autor (2020)

5.3 BENEFÍCIOS AMBIENTAIS

A energia 33,693700 MWh produzida pelo sistema S1FEI no intervalo de 91 dias de operação do experimento é comparável ao consumo de diversos equipamentos, por exemplo, o número de dias para o uso de um televisor, de anos equivalentes ao uso de um carro de passeio ou o número de computadores que poderiam ser acionados ao longo de um ano, conforme a TABELA 27.

TABELA 27 – CONSUMO EQUIVALENTE

Energia	TV		Carro	Computadores
MWh	dias	anos	anos	nº / ano
33,693700	9.757	26,73	6,61	259,18

FONTE: easyview.auroravision e Rocky Mountain Institute¹⁹

Também, alguns benefícios ambientais, por exemplo, a quantidade de gases de efeito estufa cuja a emissão foi evitada com o uso da energia renovável, a compensação de carbono em toneladas de madeira ou área de florestas de pinheiros, conforme a TABELA 28.

TABELA 28 – BENEFÍCIOS AMBIENTAIS

CO2	NOx	SO2	Carbono	Florestas
kg	kg	kg	toneladas	acres
29.977,71	46,31	0,18	29,98	6,40

FONTE: easyview.auroravision e Rocky Mountain Institute

5.4 VIABILIDADE ECONÔMICA

A viabilidade econômica desta combinação da tecnologia fotovoltaica e de flutuação de geração está fundamentada em diversos fatores. Entre estes, o tipo de células em silício, a efetiva conversão de radiação em energia elétrica e o retorno financeiro. Também, a melhor relação com os impactos ambientais, a montagem sobre sistemas de flutuação em material reutilizável e de fácil disponibilidade. Outro aspecto importante diz respeito ao custo, estimado em R\$ 10,06 × Wp⁻¹ para uma produção de até 100,740 kWp.

Ao usar a superfície da água economizam-se os recursos de aquisição de terrenos, obras civis e terraplanagem. Quanto a sinergia do sistema fotovoltaico-hidrelétrica, o sistema de transmissão existente também é melhor aproveitado.

A redução na taxa de evaporação de água do reservatório pode permitir maior disponibilidade de água para geração.

Já, o sistema de rastreamento solar permite maior disponibilidade de radiação solar como também maior exposição diária ou sazonal, porém aumenta o custo de implantação.

¹⁹ Ver: Rocky Mountain Institute no link <http://www.rmi.org>.

5.4.1 Reajustes tarifários e inflação

Para a análise financeira, uma informação importante é o valor R\$ 446,00 teto do VRE na TABELA 2 para a comercialização. No site do IBGE²⁰ é possível a utilização de uma calculadora para a atualização pelo IPCA de valores entre duas datas específicas. A ferramenta indica que o VRES passaria de R\$ 446,00 para R\$ 481,71 entre o intervalo de fevereiro de 2018 a junho de 2020 o que representa um IPCA acumulado de 8,01%. Também, conforme a Resolução ANEEL N° 2.559, vigente desde 24/06/2019, a tarifa CONVENCIONAL B1 para consumidores do tipo “Residencial” é R\$ 0,51761 × kWh-1, sendo R\$ 0,79878 × kWh-1 com os impostos ICMS e PIS/COFINS. O histórico dos principais reajustes foi exposto na TABELA 29.

TABELA 29 – HISTÓRICO DE REAJUSTES TARIFÁRIOS (PR)

Resolução	Vigência	Motivo	Reajuste Médio
2559/2019	24/06/19	Reajuste Tarifário Anual	3,41%
2402/2018	24/06/18	Reajuste Tarifário Anual	15,99%
2255/2017	24/06/17	Reajuste Tarifário Anual	5,85%
2214/2017	01/05/17	Reversão do EER Angra III	-1,17%
2096/2016	24/06/16	Revisão Tarifária Periódica	-12,87%
1897/2015	24/06/15	Reajuste Tarifário Anual	15,32%
1858/2015	02/03/15	Revisão Tarifária Extraordinária	36,79%
1763/2014	24/06/14	Reajuste Tarifário Anual	24,86%
		média	11,02%

FONTE: COPEL (2019)

5.4.2 Previsão de receitas (FE)

A proposta foi a de utilizar a proporção de radiação média mensal, multiplicando o fator de expansão (FE) pela geração média diária registrada, TABELA 26, e por 365 dias. Este procedimento fornece uma estimativa anual de geração, respectivamente à cada plano, com total de 90,901 MWh. Observando os valores de R\$ 481,71 e R\$ 798,78, para a utilização de energia exportada em relação à previsão anual de geração, a receita dos sistemas foi estimada em R\$ 43.787,97 e R\$ 72.609,97, para a energia exportada, conforme a TABELA 30.

²⁰ Calculadora do IPCA: <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>

TABELA 30 – PREVISÃO CONFORME FATORES DE EXPANSÃO

Sistema	Ângulo	$E_{c.a.}$	PO_{dias}	$E_{c.a.}$	FE	Previsão anual	Valores Energia Exportada (R\$)	
	°	kWh	dias	kWh		MWh	481,71	798,78
S1FEI	26°	1.834,790	11	166,799	1,44	87,670	42.231,32	70.028,72
S2SDH	0°	20,466	11	1,861	1,59	1,080	520,13	862,50
S3SEH	0°	18,684	11	1,699	1,59	0,986	474,85	787,40
S4SEI	26°	24,402	11	2,218	1,44	1,166	561,66	931,36
Total		1.898,342		172,577		90,901	43.787,97	72.609,97

FONTE: O autor (2020).

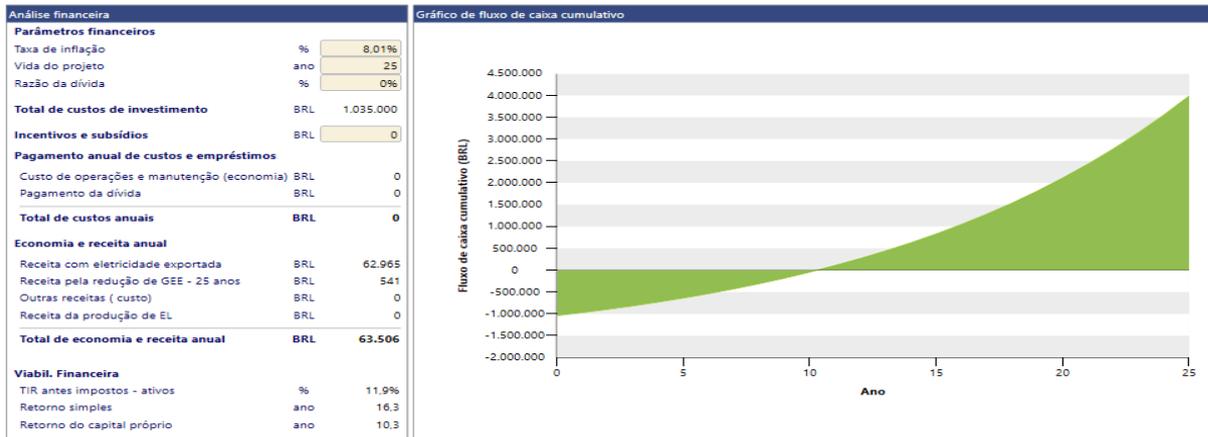
5.4.3 Análise de investimentos

O programa RETScreen analisa os sistemas conforme as especificações e condições de uso. Também, por seu intermédio se pode atribuir valores de receitas, impostos e gastos, tais como os custos de implantação ou operacionais, conforme mostrado na FIGURA 30 e FIGURA 31. Na FIGURA 30, está apresentada a tela do programa indicando na seção à esquerda os valores calculados e no gráfico à direita da imagem a curva de fluxo de caixa acumulado, onde é possível observar o período de retorno após 10 anos no eixo horizontal, quando o fluxo de caixa começa a indicar valores positivos.

A FIGURA 31 está apresentada a tela do programa indicando à esquerda a seção dos parâmetros financeiros, estimativa de receita anual na venda da energia exportada e com a redução de gases do efeito estufa. No centro, a seção de custos com fluxo de caixa no primeiro ano, além dos parâmetros de viabilidade financeira calculados. Na seção a direita é mostrado uma tabela de fluxo de caixa anual com os valores atualizados durante o horizonte de projeto indicado.

A receita dos sistemas foi estimada em R\$ 63.594,00, sendo R\$ 63.052,00 para a energia exportada e R\$ 542,00 em créditos de carbono, em cada um dos 25 anos de vida útil. Conforme indicado na TABELA 31, observou-se um VPL em R\$ 554.859,68, TIR de 11,91%, sem impostos, inflação de 8,01%, retorno do capital próprio em 10,3 anos, *Payback* de 16,3 anos (sem correção) e razão custo-benefício (C-B) de 1,5. Com a taxa de desconto em 11,91% o VPL (R\$ 642,27) é praticamente zero e a razão custo-benefício igual a 1. Para taxas de desconto acima de 11,91% o VPL apresenta valores negativos.

FIGURA 30 – ANÁLISE FINANCEIRA RETSCREEN (NÍVEL 1)



FONTE: RETSCREEN, Natural Resources Canada © 1997-2019 (2020).

FIGURA 31 – ANÁLISE FINANCEIRA RETSCREEN (NÍVEL 2)

Parâmetros financeiros		Custos Economia Receitas		Fluxo de caixa anual		
Geral						
Reajuste do custo do combustível	%	8,01%				
Taxa de inflação	%	8,01%				
Taxa de desconto	%	8,01%				
Taxa de reinvestimento	%	8,01%				
Vida do projeto	ano	25				
Financiamento						
Incentivos e subsídios	R\$	0				
Razão da dívida	%	0%				
Análise do imposto de renda						
<input type="checkbox"/>						
Receita anual						
Receita com eletricidade exportada						
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	131				
Preço eletricidade exportada	R\$/kWh	0,48				
Receita com eletricidade exportada	R\$	63.052				
Taxa de indexação sobre a eletricidade exportada	%	8,01%				
Receita pela redução de GEE						
Redução líquida de GEE	tCO ₂ /an	9				
Redução líquida de GEE - 25 anos	tCO ₂	222				
Crédito para redução de GEE	R\$/tCO ₂	61				
Receita pela redução de GEE	R\$	542				
Duração do crédito para redução de GEE	ano	25				
Custos iniciais						
Custo inicial	100%	R\$	1.035.000			
Total de custos de investimento	100%	R\$	1.035.000			
Fluxo de caixa anual - Ano 1						
Pagamento anual de custos e empréstimos						
Custo de operações e manutenção (economia)	R\$	0				
Pagamento da dívida	R\$	0				
Total de custos anuais	R\$	0				
Economia e receita anual						
Receita com eletricidade exportada	R\$	63.052				
Receita pela redução de GEE - 25 anos	R\$	542				
Outras receitas (custo)	R\$	0				
Receita da produção de EL	R\$	0				
Total de economia e receita anual	R\$	63.594				
Fluxo monetário anual líquido - Ano 1	R\$	63.594				
Viabil. Financeira						
TIR antes impostos-capital próprio	%	11,9%				
TIRM antes impostos-capital próprio	%	9,9%				
TIR antes impostos - ativos	%	11,9%				
TIRM antes impostos - ativos	%	9,9%				
Retorno simples	ano	16,3				
Retorno do capital próprio	ano	10,3				
				Ano	Antes imposto	Cumulativo
				#	R\$	R\$
				0	-1.035.000	-1.035.000
				1	68.688	-966.312
				2	74.190	-892.122
				3	80.133	-811.989
				4	86.552	-725.437
				5	93.484	-631.953
				6	100.972	-530.981
				7	109.060	-421.920
				8	117.796	-304.124
				9	127.231	-176.893
				10	137.423	-39.470
				11	148.430	108.960
				12	160.320	269.280
				13	173.161	442.441
				14	187.031	629.472
				15	202.013	831.485
				16	218.194	1.049.678
				17	235.671	1.285.350
				18	254.548	1.539.898
				19	274.938	1.814.836
				20	296.960	2.111.796
				21	320.747	2.432.542
				22	346.438	2.778.981
				23	374.188	3.153.169
				24	404.161	3.557.330
				25	436.534	3.993.864

FONTE: RETSCREEN, Natural Resources Canada © 1997-2019 (2020).

TABELA 31 – INDICADORES ECONÔMICO-FINANCEIROS

VPL	R\$ 554.859,68
TIR (TMDA)	11,91%
INFLAÇÃO (IPCA)	8,01%
RETORNO CAPITAL	10,3 anos
Payback SIMPLES	16,3 anos

FONTE: Adaptado de RETScreen (2020)

5.4.4 Análise de sensibilidade

Com a ferramenta foi possível verificar vários cenários, por exemplo, analisar o tempo de retorno do capital próprio, em anos, comparando o preço da eletricidade

e a quantidade de energia exportada para a rede com os custos iniciais, para variações entre si na ordem de 50%, conforme mostrado na FIGURA 32.

FIGURA 32 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Análise de Sensibilidade

Análise de performance: Retorno do capital próprio

Fx. de sensibilidade: 50%

Limite: 10 yr

- Remover análise

		Custos iniciais					RS
		517.500	776.250	1.035.000	1.293.750	1.552.500	
		-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%	50,0%	
Preço eletricidade exportada							
R\$/MWh							
240,86	-50,0%	10,2	13,3	15,9	18,0	19,8	
361,28	-25,0%	7,6	10,2	12,4	14,3	15,9	
481,71	0,0%	6,1	8,4	10,3	11,9	13,4	
602,14	25,0%	5,1	7,1	8,8	10,3	11,6	
722,57	50,0%	4,4	6,1	7,7	9,0	10,3	

- Remover análise

		Custos iniciais					RS
		517.500	776.250	1.035.000	1.293.750	1.552.500	
		-50,0%	-25,0%	0,0%	25,0%	50,0%	
Eletricidade exportada p/ rede							
MWh							
65,45	-50,0%	10,2	13,3	15,9	18,0	19,8	
98,17	-25,0%	7,6	10,2	12,4	14,3	15,9	
130,89	0,0%	6,1	8,4	10,3	11,9	13,4	
163,62	25,0%	5,1	7,1	8,8	10,3	11,6	
196,34	50,0%	4,4	6,1	7,7	9,0	10,3	

FONTE: RETSCREEN, Natural Resources Canada © 1997-2019 (2020).

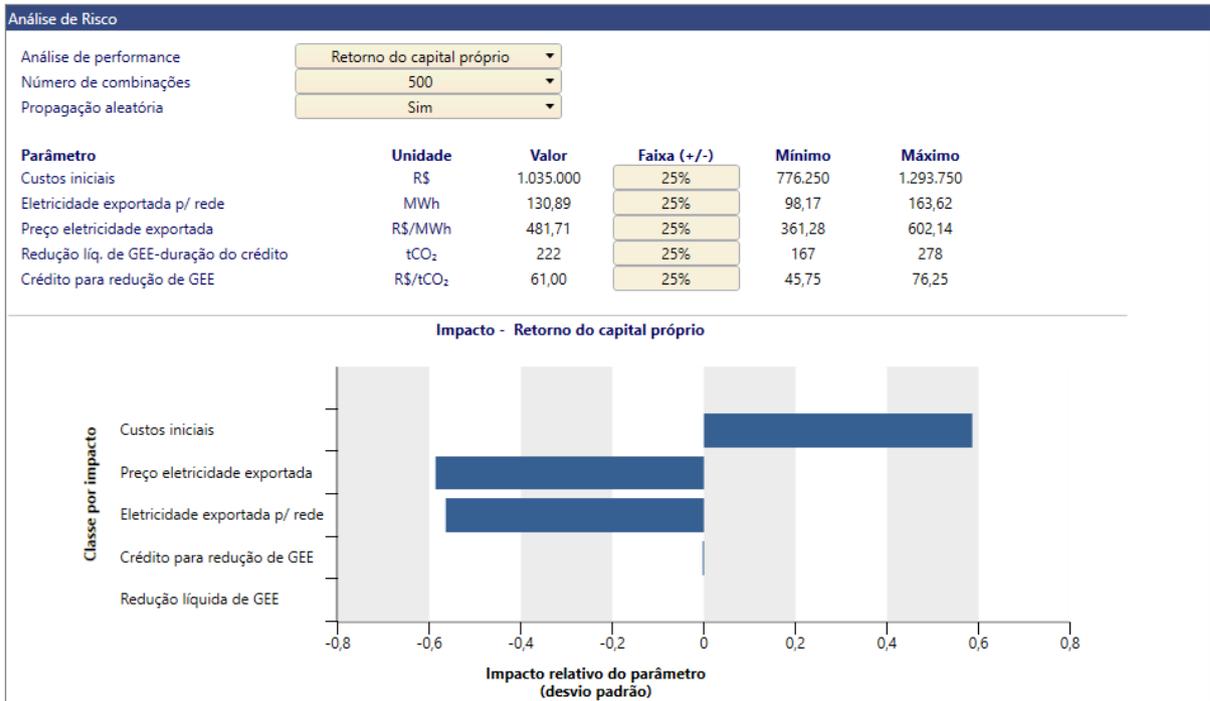
5.4.5 Análise de risco

Também, foi possível verificar qual seria o impacto nos indicadores “tempo de retorno do capital próprio”, “TIR”, “VPL” ou “custo de geração de energia”. Incluindo a combinação das variáveis “custos inicial”, “eletricidade exportada para a rede”, “preço da eletricidade exportada”, “redução na disponibilidade de créditos de carbono” ou “redução no preço de créditos de carbono”.

Em termos de interferência sobre as variáveis disponíveis: “tempo de retorno do capital próprio”, “TIR” e “VPL”, quanto maior o preço e a quantidade de energia exportada para a rede, melhor. Também, quanto menores forem os custos iniciais, pois assim impactam favoravelmente. De forma semelhante reage o “custo de geração de energia”, porém, sendo afetada apenas pelos custos iniciais e pela produtividade, conforme a FIGURA 33.

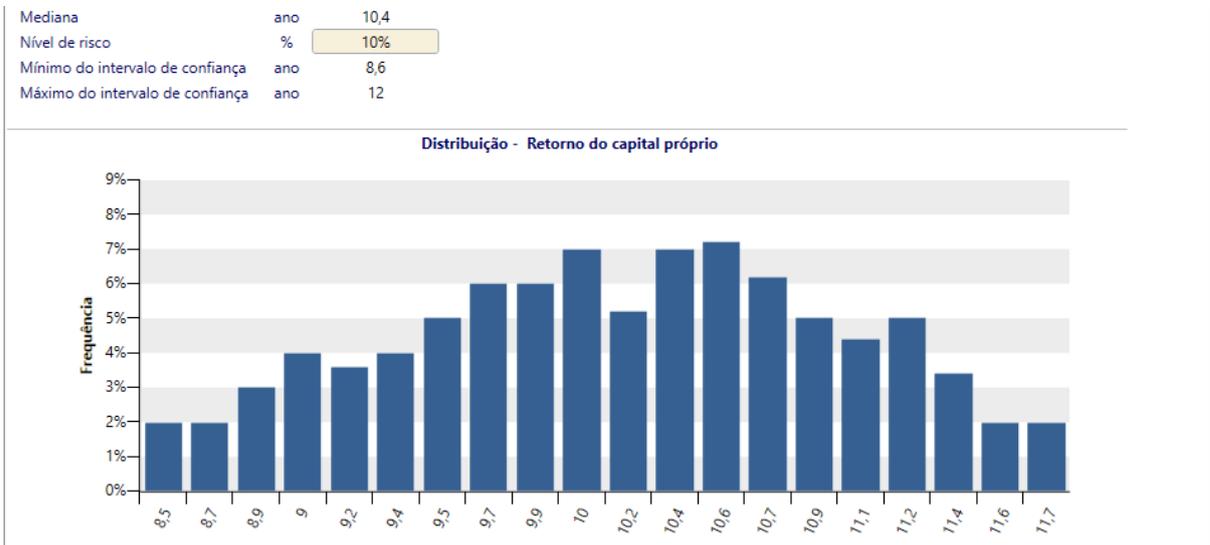
Em relação ao risco, verificou-se a probabilidade de ocorrer aleatoriamente um valor em um intervalo especificado. Uma distribuição de frequências calculada para analisar o risco do tempo de retorno do capital próprio ser até 10% maior ou menor do que 10,4 anos, por exemplo, é apresentada na FIGURA 34. Desta forma, ficou destacado o valor de 10,6 anos pois ocorreu em uma frequência acima de 7%.

FIGURA 33 – ANÁLISE DE RISCO



FONTE: RETSCREEN, Natural Resources Canada © 1997-2019 (2020).

FIGURA 34 – ANÁLISE DE DISTRIBUIÇÃO



FONTE: RETSCREEN, Natural Resources Canada © 1997-2019 (2020).

5.4.6 Análise do custo operacional

Com a aplicação da equação (12), especificando um custo de manutenção e operação (M&O) anual em R\$ 5.175,00 na ordem de 0,5% do custo de implantação e prevendo a troca dos cinco inversores (2 unidades de R\$ 60.000,00 e 3 unidades de R\$ 2.500,00 em valores atuais) no 12º período, reajustados pela taxa de inflação

adotada, o VPL indica o valor de R\$ 297.975,00 conforme mostrado na TABELA 32. Os valores destacados na linha 12 se referem ao impacto do custo de manutenção programada no fluxo de caixa.

TABELA 32 – EFEITOS DA MANUTENÇÃO E OPERAÇÃO NO VPL

t	C _t	E _t	GEE	VPL
0	R\$ 1.035.000,00			R\$ 297.975,00
1	R\$ 5.589,52	R\$ 68.102,47	R\$ 585,41	R\$ 58.419,00
2	R\$ 6.037,24	R\$ 73.557,47	R\$ 632,31	R\$ 58.419,00
3	R\$ 6.520,82	R\$ 79.449,43	R\$ 682,95	R\$ 58.419,00
4	R\$ 7.043,14	R\$ 85.813,33	R\$ 737,66	R\$ 58.419,00
5	R\$ 7.607,29	R\$ 92.686,97	R\$ 796,74	R\$ 58.419,00
6	R\$ 8.216,64	R\$ 100.111,20	R\$ 860,56	R\$ 58.419,00
7	R\$ 8.874,79	R\$ 108.130,11	R\$ 929,49	R\$ 58.419,00
8	R\$ 9.585,66	R\$ 116.791,33	R\$ 1.003,95	R\$ 58.419,00
9	R\$ 10.353,47	R\$ 126.146,31	R\$ 1.084,36	R\$ 58.419,00
10	R\$ 11.182,79	R\$ 136.250,63	R\$ 1.171,22	R\$ 58.419,00
11	R\$ 12.078,53	R\$ 147.164,31	R\$ 1.265,04	R\$ 58.419,00
12	R\$ 334.469,63	R\$ 158.952,17	R\$ 1.366,37	-R\$ 69.081,00
13	R\$ 14.091,00	R\$ 171.684,24	R\$ 1.475,81	R\$ 58.419,00
14	R\$ 15.219,69	R\$ 185.436,15	R\$ 1.594,02	R\$ 58.419,00
15	R\$ 16.438,79	R\$ 200.289,58	R\$ 1.721,71	R\$ 58.419,00
16	R\$ 17.755,54	R\$ 216.332,78	R\$ 1.859,61	R\$ 58.419,00
17	R\$ 19.177,76	R\$ 233.661,03	R\$ 2.008,57	R\$ 58.419,00
18	R\$ 20.713,89	R\$ 252.377,28	R\$ 2.169,46	R\$ 58.419,00
19	R\$ 22.373,08	R\$ 272.592,70	R\$ 2.343,23	R\$ 58.419,00
20	R\$ 24.165,16	R\$ 294.427,38	R\$ 2.530,92	R\$ 58.419,00
21	R\$ 26.100,79	R\$ 318.011,01	R\$ 2.733,65	R\$ 58.419,00
22	R\$ 28.191,46	R\$ 343.483,69	R\$ 2.952,61	R\$ 58.419,00
23	R\$ 30.449,60	R\$ 370.996,73	R\$ 3.189,12	R\$ 58.419,00
24	R\$ 32.888,61	R\$ 400.713,57	R\$ 3.444,57	R\$ 58.419,00
25	R\$ 35.522,99	R\$ 432.810,73	R\$ 3.720,48	R\$ 58.419,00
TOTAL	R\$ 1.765.647,87	R\$ 4.985.972,59	R\$ 42.859,82	R\$ 1.630.950,00

FONTE: O autor (2020)

6 CONCLUSÃO

Conforme descrito no início do trabalho, o objetivo geral desta pesquisa foi comparar com parâmetros estatísticos experimentais a quantidade e o desempenho de energia elétrica gerada entre quatro sistemas instalados no reservatório da UHE Santa Clara. Um sistema fotovoltaico flutuante (S1FEI) e outros três em solo. Destes, em solo, um sistema dinâmico para o rastreamento solar com módulos inclinados (S2SDI) e outros dois sistemas estáticos. Dos sistemas estáticos, um com os módulos em ângulo horizontal (S3SEH) e o outro, com módulos inclinados à 26° (S4SEI).

Com a metodologia aplicada nesta pesquisa foi possível comparar o desempenho dos sistemas com características distintas de operação, concluindo-se que a maior quantidade de energia produzida não representa a maior produtividade e que a disponibilidade de radiação interferiu diretamente na quantidade de energia gerada.

Quanto a viabilidade econômico-financeira concluiu-se que quanto menor o custo inicial aliado em contraponto à maior quantidade de energia produzida e ao melhor preço de venda mais rápido poderá ocorrer o retorno do investimento. Para os valores de mercado o reajuste indicado para o valor de referência (VRES) recuperou apenas a inflação (IPCA). Esta atualização foi bem menor do que os reajustes médios repassados ao consumidor residencial nos cinco anos anteriores à pesquisa.

O melhor desempenho foi registrado por S4SEI com *performance ratio* (PR) em 90,98% e produtividade final (Y_F) de 33,43 kWh \times kWp⁻¹ o que proporcionou uma diferença de 29,99% na energia gerada ($E_{c.a.}$), em relação à S3SEH. Isto deveu-se em parte ao acréscimo, teórico, de 12,46% na radiação captada, principalmente por se tratar de época próxima ao inverno, razão pela qual os módulos são instalados com uma inclinação próxima à latitude local. O rastreamento solar permitiu à S2SDH um ganho de produtividade (Y_F) de 2,44 kWh \times kWp⁻¹ em relação à S3SEH. Este resultado foi condizente com a chuva torrencial ocorrida no início de junho de 2020, subida rápida de nível no reservatório, especificamente em 09 de junho, e dos problemas constatados no sistema de ancoragem da barragem, que inundou parte significativa da ilha, com desligamentos parciais.

Também, observou-se que o rastreamento solar permitiu à S2SDH um ganho de produtividade em relação à S3SEH. Adicionalmente, dentro do período deste experimento, a pesquisa mostrou que um sistema instalado em solo, com módulos

inclinados, contando com rastreamento solar no eixo Leste-Oeste obteve um ótimo desempenho, sendo também indicada como mais uma tecnologia que pode estar disponível para a contribuição da energia sustentável. Porém, se destacam os rendimentos (*PR*) de 102,13% e 100,37%, do sistema flutuante em pleno funcionamento, conforme a geração de energia de 13.858,750 kWh e 11.535,270 kWh, respectivamente aos meses de abril e maio acima do limite teórico estimado.

Desta forma, dentro do período deste experimento, a pesquisa mostrou que o sistema instalado em solo, com módulos inclinados, contando com rastreamento solar no eixo Leste-Oeste obteria o maior desempenho, sendo indicada como uma melhor combinação de tecnologia, porém neste estudo de caso não foi analisado o impacto do custo do sistema de rastreamento.

7 TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para trabalhos futuros recomenda-se a investigação sobre:

- a análise de processos para a reciclagem dos módulos solares atualmente em uso uma vez que possuem uma expectativa de produção de 80% após 25 anos de utilização contínua;
- a investigação da produtividade dos sistemas ao longo das estações do ano com piranômetro instalados junto aos painéis para registro da radiação disponível;
- a análise de processos com a utilização do grafeno para otimização da produtividade;
- o levantamento da viabilidade técnica-econômica em bacias e/ou parques públicos de contenção de cheias, parques urbanos;
- a avaliação da sinergia dos sistemas fotovoltaicos flutuantes com os modelos de negócios no mercado de créditos de carbono; e
- a análise de problemas de cogeração e despacho.

REFERÊNCIAS

ANDREOLI, C. V. (Org.); CARNEIRO, C. (Org.). **Tecnologias potenciais para o saneamento: produto da integração universidade – empresa**. Programa paranaense e pesquisa em saneamento ambiental vol. 1. 2ª ed. Curitiba, PR: SANEPAR, 2015. Disponível em <http://site.sanepar.com.br/sites/site.sanepar.com.br/files/publicacoes/Tecnologias_potenciais_para_o_saneamento.pdf>. Acesso em: 01 jan. 2019.

BAHAIDARAH H.; SUBHAN A.; GANDHIDASAN P.; REHMAN S. Performance evaluation of a PV (photovoltaic) module by back surface water cooling for hot climatic conditions. **Energy**, set. 2013, vol. 59, p. 445-453.

BORBA, R. A.; NOVAK, L. H. Sistemas fotovoltaicos flutuantes: aspectos positivos e desafios. In: VII CBENS CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 17 a 20 de abr. de 2018, Gramado, RS, Brasil. Disponível em <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/151>>. Acesso em: 20 nov. 2018.

BRASIL. Departamento Nacional de Infra-Estrutura de Transportes. Instituto de Pesquisas Rodoviárias. **Manual de estudos de tráfego**. Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <http://ipr.dnit.gov.br/normas-e-manuais/manuais/documentos/723_manual_estudos_trafego.pdf>. Acesso em: 20 maio 2020

BRASIL. Lei n 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/2002/L10438.htm>. Acesso em: 19 nov. 2018.

BRASIL. Lei n 11.484, de 31 de maio de 2007. Dispõe sobre os incentivos às indústrias de equipamentos para TV Digital e de componentes eletrônicos semicondutores e sobre a proteção à propriedade intelectual das topografias de circuitos integrados, instituindo o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores – PADIS e o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Equipamentos para a TV Digital – PATVD; altera a Lei no 8.666, de 21 de junho de 1993; e revoga o art. 26 da Lei no 11.196, de 21 de novembro de 2005. **Diário Oficial da União** Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2007/Lei/L11484.htm>. Acesso em: 19 nov. 2018.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Portaria n 538, de 15 de dezembro de 2015 Cria o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD. Brasília: MME, 2015. Disponível em:< <http://www.mme.gov.br/>

documents/10584/1942329/Portaria_n_5382015/49ab0708-5850-404c-a9242760b
bd22bbc>. **Diário Oficial da União**. Acesso em: 19 nov. 2018.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2017. Disponível em:< <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2026>>. Acesso em 02.dez.2018.

BRASIL, Ministério do Desenvolvimento Indústria e Comércio Exterior. Secretaria de Desenvolvimento e Competitividade Industrial. Departamento de Competitividade Industrial. **Relatório Final do Grupo de Trabalho Solar Fotovoltaico** (05/12/2017 a 05/03/2018). Brasília: MDIC/SDCI, 2018a. Disponível em:< <http://www.mdic.gov.br/images/REPOSITORIO/sdci/2018-RelatorioGTFotovoltaico-Camex.pdf> >. Acesso em 19.nov.2018.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2018b. Disponível em:< <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027> >. Acesso em 02.dez.2018.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020a. Disponível em:< <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>>. Acesso em 02.dez.2018.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Expansão da geração solar fotovoltaica flutuante: aspectos tecnológicos e ambientais relevantes ao planejamento**. Brasília: MME/EPE, 2020b. Disponível em:<[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-466/NT%20Solar%20Fotovoltaica %20Flutuante.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-466/NT%20Solar%20Fotovoltaica%20Flutuante.pdf)>. Acesso em 18.set.2020.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Portaria n 65, de 27 de fevereiro de 2018. Estabelece novos Valores Anuais de Referência Específicos - VRES, para os Sistemas de Geração Distribuída. Brasília: MME, 2018c. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2018065mme.pdf>>. **Diário Oficial da União**. Acesso em: 19 nov. 2018.

CANADÁ. Minister of Natural Resources Canada 2001-2005. RETScreen International Clean Energy Decision Support Centre. Clean Energy Project Analysis: RETScreen Engineering & Cases Textbook. Montreal, Quebec, Canada, 3ª ed. set. 2005. Disponível em <http://publications.gc.ca/collections/collection_2007/nrcan-rncan/M154-13-2005E.pdf>

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITTKKE, B.H. **Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial.** 9. ed. São Paulo, Atlas, 2000.

CASSARES, M. A. R.; ALMEIDA, M. P.; ZILLES, R. Análise da produtividade do primeiro ano de operação de um sistema fotovoltaico com seguidor solar de eixo horizontal. In: VII CBENS CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 17 a 20 de abr. de 2018, Gramado, RS, Brasil. Disponível em <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/163>>. Acesso em: 20 nov. 2018.

CASSARES, M. A. R. **Avaliação operacional de sistemas fotovoltaicos com seguimento solar: sistemas com e sem concentração.** 151 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo. Programa de Pós-Graduação em Energia, São Paulo, 2016. Disponível em <<http://www.repositorio.jesuita.org.br/handle/UNISINOS/4909>> Acesso em: 19 jan. 2019.

CAZZANIGA, R.; ROSA-CLOT, M.; ROSA-CLOT, P; TINA, G. M. Floating tracking cooling concentrating (FTCC) systems. **Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**, 2012. DOI: 10.1109/PVSC.2012.6317668.

CHESF. **Material Institucional Usina Solar Flutuante.** Publicado em 09/01/2019. Disponível em: <https://www.chesf.gov.br/ImagensNoticias/Material_Institucional_Usina_Solar_Flutuante.pdf> Acesso em: 01 fev. 2019.

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* 2013, n 25, 2013, p. 284-289.

CHOI, Y. K.; LEE, N. H.; LEE, K. A.; KIM, K. J. A study on major design elements of tracking-type floating photovoltaic systems. **International Journal of Smart Grid and Clean Energy**, v.3, n 1, jan. 2014a, p. 70-74.

CHOI, Y. K. A study on power generation analysis of floating PV system considering environmental impact. **International Journal of Software Engineering and Its Applications**, vol. 8, n. 1, 2014b, p. 75-84.

COSTA, A. C. de A.; SILVA, R. B. da; CARVALHO, P. C. M. de; FREIE, J. V. de F. F. e; CLEMENTE, J. M. Metodologia de planejamento de sistema fotovoltaico integrado à edificação: estudo de caso para o Instituto da Primeira Infância (IPREDE). In: VII CBENS CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 17 a 20 de abr. de 2018, Gramado, RS, Brasil. Disponível em <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/download/17/17/>>. Acesso em: 20 nov. 2018.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. Potencial Solar SunData. 2019. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>> Acesso em: 11 abril 2019.

EPE. **Relatório Síntese. Ano Base 2017**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: 2018. Disponível em < <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-397/Relatorio Sintese 2018 - 2017.pdf>>. Acesso em: 27 jun. 2018.

FREITAS, L. S. de; SOUSA, N. A.; PINHEIRO, A. N.; OLIVEIRA, M. L. M. de. Viabilidade de um sistema fotovoltaico ligado à rede em instituição pública: estudo de caso usando RETScreen **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, v.6, n.4, 2017, p. 763-786.

GALDINO, M. A. E.; OLIVIERI, M. M. de A. Some Remarks about the Deployment of Floating PV in Brazil. **Journal of Electrical Engineering**, n 5, 2017, p. 10-19.

HALMEMAN, R. J. **Desenvolvimento de um sistema para monitoramento remoto em centrais de microgeração fotovoltaica**. 188 f. Tese (Doutorado em Agronomia, Energia na Agricultura) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Ciências Agronômicas, Botucatu, 2014. Disponível em <<http://www.pg.fca.unesp.br/Teses/PDFs/Arq1123.pdf>> Acesso em: 19 nov. 2018.

HOSENUZZAMANA, M.; RAHIMAB, N.A.; SELVARAJA, J.; HASANUZZAMANA, M.; MALEKA, A.B.M.A.; NAHARA, A. Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 41, jan. 2015, p. 284–297.

KAMUYU, W. C. L.; LIM, J. R.; WON, C. S.; AHN, H. K. Prediction Model of Photovoltaic Module Temperature for Power Performance of Floating PVs. **Energies**, vol. 11, n 2, fev. 2018, p. 447-460.

KIM, S. M.; OH, M.; PARK, H. D. Analysis and Prioritization of the Floating Photovoltaic System Potential for Reservoirs in Korea, **Applied Science**, vol. 9, n 3, jan. 2019, p. 395-412

KIM, S. H.; YOON, S. J.; CHOI, W. Design and Construction of 1 MW Class Floating PV Generation Structural System Using FRP Members. **Energies**, vol. 10, n 8, ago. 2017, p. 1142-1156.

LEE, A.K.; SHIN, G.W.; HONG, S.T.; CHOI, Y.K. A study on development of ICT convergence technology for tracking-type floating photovoltaic systems. **International Journal of Smart Grid and Clean Energy**, vol. 3, n. 1, jan. 2014, p. 80-87.

LEE, Y.G.; JOO, H.J.; YOON, S.J. Design and installation of floating type photovoltaic energy generation system using FRP members. **Solar Energy**, vol. 108, out. 2014, p. 13-27.

LOPES, M. M.; SOUZA JUNIOR, P. A. **Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes: análise do tema e estudo de caso para o lago da UNIFEI.** In: X CBPE CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 26 a 28 de set. de 2016, Gramado, RS, Brasil. Disponível em <<https://www.researchgate.net/publication/311451799>>. Acesso em: 20 nov. 2018.

SCHREIBER, M.; MEDEIROS, L. de; NADAL, Z. L. I.; Valente, Solivan A. demand manager for energy consumer with local storage and microgeneration. **Brazilian Archives of Biology and Technology.** vol. 62, jul. 2020, p.1-9. <https://doi.org/10.1590/1678-4324-smart-2019190024>. Disponível em <<https://www.scielo.br/pdf/babt/v62nspe/1516-8913-babt-62-spe-e19190024.pdf>>. Acesso em: 25 ago. 20.

MAJOR, J. D.; TREHARNE, R. E.; PHILLIPS, L. J.; DUROSE, K. A low-cost non-toxic post-growth activation step for CdTe solar cells. **Nature.** vol. 511, jul. 2014, p.334–337.

MEDEIROS, G. A. S.; FERREIRA, L. **Utilização de um sistema fotovoltaico flutuante para operação coordenada com usina hidrelétrica e sua viabilidade financeira: Estudo de caso da UHE Sobradinho.** In: XIV SEPOPE Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning. 30 set. a 3 out. de 2018. Recife, PE, Brasil. Disponível em <<http://www.sepope.com.br/wpcontent/uploads/2018/09/SP09.pdf>>. Acesso em: 20 jan. 2018.

MILES, R.W.; HYNES, K.M.; FORBES, I. Photovoltaic solar cells: An overview of state-of-the-art cell development and environmental issues. **Progress in Crystal Growth and Characterization of Materials**, n 51, 2005, p. 1-42. Editora Elsevier.

OLIVEIRA, R. D. e; VIEIRA JUNIOR, J. C. de M. Analysis of the impacts of the joint operation between photovoltaic generators and small hydroelectric plants. **Revista Espaço Energia Copel**, n30, abr. 2019, p. 9-20.

PALUDO, R.; CARNEIRO, G. L.; PORTELLA, K. F.; ALBERTI, E. L. Sistema modular de flutuadores para painéis fotovoltaicos em meios aquáticos. INPI-BR-10-2018-010821-2. 28/05/2018a.

PALUDO, R.; CARNEIRO, G. L.; PORTELLA, K. F.; ALBERTI, E. L. Configuração aplicada a/em flutuador painel fotovoltaico. INPI-BR-30-2018-002288-2. 30/05/2018b.

PARIDA, B.; INIYAN S.; GOIC R. A review of solar photovoltaic Technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 15, n 3, abr. 2011, p. 1625-1636.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; DE LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; DE ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; DE SOUZA, J. G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** 2ª ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 88p.: il. (E-BOOK) Disponível em: <<http://ftp.cptec>>

inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf>. Acesso em: 27 jun. 2018.

PINHO, J. T. (Org.); GALDINO, M. A. (Org.). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2ª ed. rev. e atual. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014. Disponível em < http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf >. Acesso em: 27 jun. 2018.

PORTELLA, K. F.; PALUDO, R.; CARNEIRO, G. L.; BERNARDO, J. W. Y.; SIECIECHOWICZ, M. S. F.; BRAGANÇA, M. O. G. P.; ARRUDA, N. M. B.; ALBERTI, E. L.; PORTELLA, A. C. F.; OLIVEIRA, M.; BORGES, W. M. Feasibility and environmental sustainability of a 103.5 kWp floating photovoltaic electrical system with a case study in a hydroelectric power plant, Santa Clara HPP, located in the South of Brazil region. **International Journal of Advanced Engineering Research and Science**. dx.doi.org/10.22161/ijaers.5.6.4, 2018.

PORTELLA, K. F.; ALBERTI, E. L.; PALUDO, R.; CARNEIRO, G. et al. Avaliação de sistemas elétricos fotovoltaicos flutuantes, estáticos e dinâmicos e suas implicações ambientais no meio aquático: estudo de caso na barragem UHE Santa Clara PROJETO PD 2945-1000-S01/2017, 2019.

RODRIGUEZ, M. A.; ALMEIDA, M. P.; PINTO, A. F.; ZILLES, R.; SILVA, J. F. R. 2014. Protótipo de Seguidor solar de eixo horizontal para sistemas fotovoltaicos. V CBENS CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 31 a 03 de abril de 2014, Recife, PE, Brasil.

SAHU, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: a review. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, vol. 66, dez. 2016, p.815-824.

SANEPAR. Edital 258/2018, Execução de Obras de Implantação do Sistema Fotovoltaico Flutuante para Geração de Energia Elétrica na Captação Passaúna no Município de Curitiba. **LC- 258/18 Anexo B – Especificação Básica Completa**. Companhia de Saneamento do Paraná, Curitiba: 2018. 57p. Disponível em < <http://licitacao.sanepar.com.br/SLI2A100.aspx?wcodigo=25818> >. Acesso em: 01 jan. 2019.

SCHENKEL, G. **Monitoramento e análise de um sistema fotovoltaico conectado à rede com uso de microinversor**. 87 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade do Vale do Rio dos Sinos. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, São Leopoldo, 2015. Disponível em <<http://www.repositorio.jesuita.org.br/handle/UNISINOS/4909>> Acesso em: 19 nov. 2018.

SIECKER, J.; KUSAKANA, K.; NUMBI, B. P. A review of solar photovoltaic systems cooling technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 79, nov. 2017, pp. 192–203.

SOBREIRA, L. P. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede, proposta de mecanismo de fomento para o desenvolvimento do mercado nacional**. 121 f.

Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento de Tecnologia) – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, LACTEC. Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, Curitiba, 2015.

SOUZA, T. C. F. de; OLIVEIRA, F. B. R. de. Análise comparativa de dados reais e simulados de uma usina solar fotovoltaica. In: VII CBENS CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 17 a 20 de abr. de 2018, Gramado, RS, Brasil. Disponível em <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/55/55>> Acesso em: 15 nov. 2018.

STRANGUETO, K. M. **Estimativa do potencial brasileiro de produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidroelétricas**. 147 f. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2016. Disponível em: <<http://www.unicamp.br/unicamp/ju/663/tese-analisa-viabilidade-de-energia-solar-flutuante>>. Acesso em: 27 set. 2018.

THE NOBEL PRIZE. Nobel Prizes & Laureates, 2018. The Nobel Prize in Physics 1921. Disponível em: <<https://www.nobelprize.org/prizes/physics/1921/einstein/questions-and-answer>>. Acesso em: 02 jun. 2018.

TRAPANI, K.; SANTAFÉ, M. R. A review of floating photovoltaic installations: 2007-2013. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, vol. 23, n. 4, jan. 2014, p. 524-532.

TREVELIN, F. C. **Estudo comparativo entre métodos de rastreamento solar aplicados a sistemas fotovoltaicos**. 67 f. Monografia, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

TURNEY, D.; FTHENAKIS, V.; Environmental impacts from the installation and operation of large-scale solar power plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 15, n. 6, ago. 2011, p. 3261– 3270.

URBANETZ JUNIOR, J.; CHINVELSKI, T.; SIMÃO, C. A. F.; MAKISHI, L. M. M. Primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica homologado pela Copel. In: V CBENS CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 31 a 03 de abr. de 2014, Recife, PE, Brasil. Disponível em <<http://labens.ct.utfpr.edu.br/wp-content/uploads/2016/06/URBANETZ-et-al-V-CBENS-2014b.pdf>> Acesso em: 02 nov. 2018.

DOCUMENTOS CONSULTADOS

AGÊNCIA IN. **São Paulo terá a primeira usina solar flutuante do Brasil a partir de maio.** Investimentos e Notícias. Publicação 10 mar. 2016. Disponível em <<http://www.investimentosenoticias.com.br/noticias/negocios/sao-paulo-tera-a-primeira-usina-solar-flutuante-do-brasil-a-partir-de-maio>>. Acesso em: 19 nov. 2018.

CHESF. CHAMADA PÚBLICA 003/2015, Exploração de Energia Solar em Lagos de Usinas Hidrelétricas Eletronorte / CHESF Companhia Hidrelétrica do São Francisco, 2015. Disponível em: <https://webserver.eletronorte.gov.br/pdnet/pd/arquivos/Edital%2003_2015.pdf> Acesso em: 20 nov. 2018.

COPEL. **Manual de Eficiência Energética na Indústria.** Companhia Paranaense de Energia. Curitiba: 2005. Disponível em: <[http://www.copel.com/hp/copel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/manual/\\$FILE/manual_eficiencia_energ.pdf](http://www.copel.com/hp/copel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/manual/$FILE/manual_eficiencia_energ.pdf)>. Acesso em: 27 jun. 2018.

MENDES, V. H. G. **Minigeração fotovoltaica em aeroportos brasileiros: Estudo da viabilidade e dos impactos à segurança operacional.** 131 f. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento de Tecnologia) – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, LACTEC. Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, Curitiba, 2017.

APÊNDICE 1 – Análise RETScreen Expert: Passos

O software pode ser baixado do site: <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-publications/tools/data-analysis-software-modelling/retscreen/7465>.

Após instalar e acionar o software, basta clicar nas respectivas abas (vide item 4.2.3, p. 69) para o modo “visualizador”.

Configurações: no menu superior “Language” especifique “Portuguese - Português”. Na aba superior “Arquivo”, acione em “Página inicial” a opção “Viabilidade”. Clique na aba “Arquivo” novamente. Agora no menu lateral esquerdo, acione “Configurações” em “Moeda” especifique “Brasil”, também “Definido pelo usuário” e “R\$” na coluna “atual” ou “Brasil” para “BRL”.

No menu superior clicar na Aba “Local”.

Passo 1: Aba “Local”: Na barra de ferramentas superior, clicar no botão “Selecionar local de dados climáticos”, quando outra janela abrir, navegar pelo mapa ou digitar “Guarapuava” no campo com uma lupa vermelha, após alguns segundos selecionar a opção correta dentre as disponíveis, clicar na lupa. Clicar em “Satélite” e especificar no mapa o local correto da instalação (-25,66 °N e -51,95 °E) movendo o ícone. Em seguida no botão “colar os dados” no canto inferior direito”.

No final da janela no canto inferior esquerdo clicar em “Ir para: Instalação”.

Passo 2: Aba “Instalação”: Indicar: “Tipo de instalação: Usina”, “Tipo: Fotovoltaica Descrição: **Experimental 102,930 kW**”, “Preparado para: Experimento JUN 2020”, “Preparado por: mestrando”, “Nome do equipamento: Sistemas Experimentais”, “Endereço: Reservatório UHE Santa Clara”, “Cidade/Município: Pinhão”, “Prov./Estado: Paraná”. No final da janela no canto inferior esquerdo clicar em “Ir para: Demanda de energia”.

Passo 3: Aba “Energia”: No menu lateral clicar em “Eletricidade e Combustíveis”, especificar no campo “Eletricidade” os valores “Tipo: Preço de eletricidade exportada - anual”, “Descrição: Preço eletricidade exportada - anual”, “Preço – unidade: BRL/MWh ou R\$/MWh”, “Preço – anual: 481,71”

Na barra de ferramentas superior, clicar uma vez o botão “Eletricidade: Sistema de produção de eletricidade” e escolher a opção “Fotovoltaica” para inserir

cada um dos sistemas com distintas características no item “Tecnologia” no menu lateral esquerdo. Pode ser usada a primeira opção “Fotovoltaica - 10 kW” com dois cliques e atualizando os dados ou apagá-la com um clique do botão esquerdo do mouse ao selecionar a opção “excluir”. Acionar o botão “Nível 2. Em “Descrição: **S1FEI – 100,740 kW**”, “Nota: Sistema Flutuante Estático Inclinado”, “Sistema de posicionamento solar: fixo”, “Inclinação: 26”, “Azimute: 0”, “Tipo: poly-Si”, “Potência elétrica (kW): 100,740”, “Fabricante: CANADIAN”, “Modelo: CS3U-365P”, “Número de unidades: 276”, “Eficiência: 17,39%”, “Perdas diversas: 1%”. Para o inversor: “Eficiência: 98,3”, “Capacidade: 104”, “Perdas diversas: 1%”. Em Resumo, “Custos iniciais BRL/kW: 10055,38”, “Custo de operações e manutenção (economia): R\$/kW-ano: 0”.

Clicar mais uma vez o botão “Eletricidade: Sistema de produção de eletricidade” e escolher a opção “Fotovoltaica” para inserir mais um dos sistemas com distintas características no item “Tecnologia” no menu lateral esquerdo. Acionar o botão “Nível 2. Em “Descrição: **S2SDH – 0,730 kW**”, “Nota: Sistema Solo Dinâmico Horizontal”, “Sistema de posicionamento solar: um eixo”, “Inclinação: 0”, “Azimute: 0”, “Tipo: poly-Si”, “Potência elétrica (kW): 0,730”, “Fabricante: CANADIAN”, “Modelo: CS3U-365P”, “Número de unidades: 2”, “Eficiência: 17,39%”, “Perdas diversas: 1%”. Para o inversor: “Eficiência: 93,0”, “Capacidade: 1,1”, “Perdas diversas: 1%”. Em Resumo, “Custos iniciais BRL/kW: 10055,38”, “Custo de operações e manutenção (economia): 0”.

Clicar mais uma vez o botão “Eletricidade: Sistema de produção de eletricidade” e escolher a opção “Fotovoltaica” para inserir mais um dos sistemas com distintas características no item “Tecnologia” no menu lateral esquerdo. Acionar o botão “Nível 2. Em “Descrição: **S3SEH – 0,730 kW**”, “Nota: Sistema Solo Estático Horizontal”, “Sistema de posicionamento solar: fixo”, “Inclinação: 0”, “Azimute: 0”, “Tipo: poly-Si”, “Potência elétrica (kW): 0,730”, “Fabricante: CANADIAN”, “Modelo: CS3U-365P”, “Número de unidades: 2”, “Eficiência: 17,39%”, “Perdas diversas: 1%”. Para o inversor: “Eficiência: 93,0”, “Capacidade: 1,1”, “Perdas diversas: 1%”. Em Resumo, “Custos iniciais BRL/kW: 10055,38”, “Custo de operações e manutenção (economia): 0”.

Clicar a última vez o botão “Eletricidade: Sistema de produção de eletricidade” e escolher a opção “Fotovoltaica” para inserir mais um dos sistemas com distintas

características no item “Tecnologia” no menu lateral esquerdo. Acionar o botão “Nível 2. Em “Descrição: **S4SEI – 0,730 kW**”, “Nota: Sistema Solo Estático Inclinado”, “Sistema de posicionamento solar: fixo”, “Inclinação: 26”, “Azimute: 0”, “Tipo: poly-Si”, “Potência elétrica (kW): 0,730”, “Fabricante: CANADIAN”, “Modelo: CS3U-365P”, “Número de unidades: 2”, “Eficiência: 17,39%”, “Perdas diversas: 1%”. Para o inversor: “Eficiência: 93,0”, “Capacidade: 1,1”, “Perdas diversas: 1%”. Em Resumo, “Custos iniciais BRL/kW: 10055,38”, “Custo de operações e manutenção (economia): 0”.

No final da janela no canto inferior esquerdo clicar em “Ir para: Custo”.

Passo 4: Aba “Custo”: aparece em “Total de custos de investimento BRL 1.035.000”.

No final da janela no canto inferior esquerdo clicar em “Ir para: Emissão”.

Passo 5: Aba “Emissão”: “País - região: Brasil”, “Tipo de Combustível: Todos os tipos”, “Fator de Emissão de GEE: kgCO₂/kWh: 0,068”, “Perdas T&D: 7,0%”.

Avance até a aba “Finanças” e especifique “Vida do projeto: 25” e retorne. Nesta aba é possível analisar o balanço em toneladas de CO₂. Também estimar a receita pela redução de GEE em BRL/tCO₂, por exemplo, € 10 ou R\$ 61,00. Especifique “Crédito para redução de GEE: 61,00”, “Duração do crédito para redução de GEE: 25”, “Taxa de indexação do crédito para redução de GEE: 8,01%”, “Custo de transação dos créditos de GEE: 0,0%”.

No final da janela no canto inferior esquerdo clicar em “Ir para: Finanças”.

Passo 6: Aba “Finanças”:

Nesta aba é possível efetuar a Análise Financeira, Financiamentos, Imposto de Renda, Receitas, TIR, VPL, PAY-BACK simples, C-B, GEE.

Acionando o botão “Nível 1” Especificar “Taxa de inflação: 8,01”, “Vida do projeto: 25” “Razão da dívida: 0%”, “Incentivos e subsídios: 0”. Para estimar a inflação em IPCA consultar <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>

Acionando o botão “Nível 2”, clicar em “Copiar – Nível 1->2”, clicar em “sim” na caixa de diálogo para “sobrescrever com novos dados”, especificar “Taxa de desconto: 8,01”, “Taxa de reinvestimento: 8,01” e deixar desabilitada a “Análise do imposto de renda”. Na seção “Receita anual” especificar “Taxa de indexação sobre a eletricidade exportada: 8,01”.

Na seção “Receita anual” especificar “Taxa de indexação sobre a eletricidade exportada: 8,01”. Para uma “Receita com eletricidade exportada: R\$ 63.052,00”, “Receita pela redução de GEE – 25 anos: R\$ 542,00” e VPL de R\$ 554.859,68.

Ou na seção “Receita anual” especificar “Taxa de indexação sobre a eletricidade exportada: 11,02%” de reajuste para consumidores. E no PASSO 3 Aba “Energia”: No menu lateral clicar em “Eletricidade e Combustíveis”, especificar no campo “Eletricidade” os valores “Tipo: Preço de eletricidade exportada - anual”, “Descrição: Preço eletricidade exportada - anual”, “Preço – unidade: BRL/MWh ou R\$/MWh”, “Preço – anual: 798,78” (com impostos). Para uma “Receita com eletricidade exportada: R\$ 104.554,00”, “Receita pela redução de GEE – 25 anos: R\$ 542,00” e um VPL de R\$ 2.788.898,99.

No final da janela no canto inferior esquerdo clicar em “Ir para: Risco”.

Passo 7: Aba “Risco”:

Nesta aba, podem ser analisados o impacto de alterações de cenários sobre as variáveis: Retorno do capital próprio, TIR, VPL e Custo de Geração de energia.

Para a seção “Análise de Sensibilidade”

Em “Análise de performance” para “Retorno do capital próprio”, especificar “Fx. de sensibilidade: 50%”, “Limite: 10” e indicar a variável “Preço eletricidade exportada” e Eletricidade exportada p/ rede para a primeira coluna de cada tabela e “Custos Iniciais” para a segunda coluna das tabelas. Clicar em “-Remover análise” para retirar excedentes.

Para a seção “Análise de Risco”

Em “Análise de performance”, especificar “Retorno do capital próprio”, “Número de combinações: 500”, “Propagação aleatória: Sim”.

APÊNDICE 2 – Planilhas de cálculo

Para a TABELA 18, p. 76.

FIGURA 35 – PLANILHA 01 (ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO)

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	
1	Sistemas PV		CS3U-365P		P_T	RADIAÇÃO	HSP	Inversores			E_g	
2	Código	Descrição	Pn(Wp)	nº	(kWp)	(kWh×m ⁻² × dia ⁻¹)	(h)	tipo	Pn(kW)	$\eta_{CC/CA}$ (%)	$\eta_{CC/CA}$	(kWhp × dia ⁻¹)
3	S1FEI	Flutuante Estático Inclinado	365	138	=C3*D3/1000	3,34	=F3	ABB TRIO	52	98,3	=J3/100	=E3*G3*K3+E4*G4*K4
4	S2SDH	Solo Dinâmico Horizontal		2	=C3*D5/1000	2,97	=F5		ECOSOLYS	1,1	93	
5	S3SEH	Solo Estático Horizontal		2	=C3*D6/1000	2,97	=F6	1,1		93	=J6/100	=E6*G6*K6
6	S4SEI	Solo Estático Inclinado		2	=C3*D7/1000	3,34	=F7	1,1		93	=J7/100	=E7*G7*K7
7	Total	4		=SOMA(D3:D7)	=SOMA(E3:E7)	$E_g = P_T \times HSP \times \eta_{CC/CA}$				=SOMA(L3:L7)		

FONTE: O autor (2020)

Para a TABELA 20, p. 78.

FIGURA 36 – PLANILHA 02 ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO ANUAL (E_g)

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	MESES	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	total
2	Dias	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	=SOMA(C2:N2)
3	S1FEI	100,74	100,74	100,74	100,74	100,74	100,74	100,74	100,74	100,74	100,74	100,74	100,74	
4	P_T	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	
5	S2SDH	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	
6	S3SEH	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	
7	S4SEI	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	
8	\bar{I} (kWp)	=SOMA(C3:C6)	=SOMA(D3:D6)	=SOMA(E3:E6)	=SOMA(F3:F6)	=SOMA(G3:G6)	=SOMA(H3:H6)	=SOMA(I3:I6)	=SOMA(J3:J6)	=SOMA(K3:K6)	=SOMA(L3:L6)	=SOMA(M3:M6)	=SOMA(N3:N6)	
9	HSP	6,07	5,55	5,04	4,16	3,31	2,97	3,23	4,17	4,45	5,21	6,14	6,25	
10	$\eta_{CC/CA}$	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	
11	ECOSOLYS	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	
12	E_g	=C3*C9*C10	=D3*D9*D10	=E3*E9*E10	=F3*F9*F10	=G3*G9*G10	=H3*H9*H10	=I3*I9*I10	=J3*J9*J10	=K3*K9*K10	=L3*L9*L10	=M3*M9*M10	=N3*N9*N10	
13	S2SDH	=C4*C9*C11	=D4*D9*D11	=E4*E9*E11	=F4*F9*F11	=G4*G9*G11	=H4*H9*H11	=I4*I9*I11	=J4*J9*J11	=K4*K9*K11	=L4*L9*L11	=M4*M9*M11	=N4*N9*N11	
14	(dia)S3SEH	=C5*C9*C11	=D5*D9*D11	=E5*E9*E11	=F5*F9*F11	=G5*G9*G11	=H5*H9*H11	=I5*I9*I11	=J5*J9*J11	=K5*K9*K11	=L5*L9*L11	=M5*M9*M11	=N5*N9*N11	
15	S4SEI	=C6*C9*C11	=D6*D9*D11	=E6*E9*E11	=F6*F9*F11	=G6*G9*G11	=H6*H9*H11	=I6*I9*I11	=J6*J9*J11	=K6*K9*K11	=L6*L9*L11	=M6*M9*M11	=N6*N9*N11	
16	\bar{I} (kWp)	=SOMA(C12:C15)	=SOMA(D12:D15)	=SOMA(E12:E15)	=SOMA(F12:F15)	=SOMA(G12:G15)	=SOMA(H12:H15)	=SOMA(I12:I15)	=SOMA(J12:J15)	=SOMA(K12:K15)	=SOMA(L12:L15)	=SOMA(M12:M15)	=SOMA(N12:N15)	
17	S1FEI	=C2*C12	=D2*D12	=E2*E12	=F2*F12	=G2*G12	=H2*H12	=I2*I12	=J2*J12	=K2*K12	=L2*L12	=M2*M12	=N2*N12	=SOMA(C17:H17)
18	S2SDH	=C2*C13	=D2*D13	=E2*E13	=F2*F13	=G2*G13	=H2*H13	=I2*I13	=J2*J13	=K2*K13	=L2*L13	=M2*M13	=N2*N13	=SOMA(C18:H18)
19	(mês)S3SEH	=C2*C14	=D2*D14	=E2*E14	=F2*F14	=G2*G14	=H2*H14	=I2*I14	=J2*J14	=K2*K14	=L2*L14	=M2*M14	=N2*N14	=SOMA(C19:H19)
20	S4SEI	=C2*C15	=D2*D15	=E2*E15	=F2*F15	=G2*G15	=H2*H15	=I2*I15	=J2*J15	=K2*K15	=L2*L15	=M2*M15	=N2*N15	=SOMA(C20:H20)
21	\bar{I} (kWh)	=SOMA(C17:C20)	=SOMA(D17:D20)	=SOMA(E17:E20)	=SOMA(F17:F20)	=SOMA(G17:G20)	=SOMA(H17:H20)	=SOMA(I17:I20)	=SOMA(J17:J20)	=SOMA(K17:K20)	=SOMA(L17:L20)	=SOMA(M17:M20)	=SOMA(N17:N20)	=SOMA(O17:O20)

FONTE: O autor (2020)

Para a TABELA 24, p. 84.

FIGURA 37 – PLANILHA 03 (ÍNDICES DE DESEMPENHO)

A	B	C	D	E	F	G	H	I	
1	Sistema	HSP	$E_{c.a.}$	P_{FY}^0	PO_{dias}	Y_F	FC(%)		PR(%)
2		horas	kWh	kWp	dias	kWh × kWp ⁻¹	12h	24h	
3	S1FEI	3,34	1834,79	100,74	11	=C3/D3	=C3/(D3*E3*12)*100	=C3/(D3*E3*24)*100	=F3/(B3*E3)*100
4	S2SDH	2,97	20,466	0,73	11	=C4/D4	=C4/(D4*E4*12)*100	=C4/(D4*E4*24)*100	=F4/(B4*E4)*100
5	S3SEH	2,97	18,684	0,73	11	=C5/D5	=C5/(D5*E5*12)*100	=C5/(D5*E5*24)*100	=F5/(B5*E5)*100
6	S4SEI	3,34	24,402	0,73	11	=C6/D6	=C6/(D6*E6*12)*100	=C6/(D6*E6*24)*100	=F6/(B6*E6)*100

FONTE: O autor (2020)

Para a TABELA 25, p. 85.

FIGURA 38 – PLANILHA 04 (ÍNDICES DE MÉRITO S1FEI)

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Mês	HSP	P _{fv} ^o	PO _{dias}	E _g	E _{e.a.}	Y _F	FC (%)	PR (%)
2		horas	kWp	dias	kWh	kWh	kWh × kWp ⁻¹	24h	
3	Março	5,14	100,74	9	=C3*B3*0,983*D3	4196,39	=F3/C3	=F3/(C3*D3*24)*100	=G3/(B3*D3)*100
4	Abril	4,49	100,74	30	=C4*B4*0,983*D4	13858,75	=F4/C4	=F4/(C4*D4*24)*100	=G4/(B4*D4)*100
5	Mai	3,68	100,74	31	=C5*B5*0,983*D5	11535,27	=F5/C5	=F5/(C5*D5*24)*100	=G5/(B5*D5)*100
6	Junho	3,34	100,74	21	=C6*B6*0,983*D6	4103,29	=F6/C6	=F6/(C6*D6*24)*100	=G6/(B6*D6)*100

FONTE: O autor (2020)

Para a TABELA 26, p. 89.

FIGURA 39 – PLANILHA 05 (FATORES DE EXPANSÃO)

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	
1	MESES	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	NOV	DEZ	média	máx	min	delta					
2		6,07	5,55	5,04	4,16	3,31	2,97	3,23	6,14	6,25	=MÉDIA(C2:N2)	=MAIOR(C2:N2;1)	=MENOR(C2:N2;1)	=P2-Q2					
3	HSP	FE	=S0\$2/C2	=S0\$2/D2	=S0\$2/E2	=S0\$2/F2	=S0\$2/G2	=S0\$2/H2	=S0\$2/I2	=S0\$2/J2	=S0\$2/K2	=S0\$2/L2	=S0\$2/M2	=S0\$2/N2	=MÉDIA(C3:N3)	=MAIOR(C3:N3;1)	=MENOR(C3:N3;1)	=P3-Q3	
4	(médio)	26°	5,77	5,5	5,14	4,49	3,68	3,34	3,62	5,85	5,99				=MÉDIA(C4:N4)	=MAIOR(C4:N4;1)	=MENOR(C4:N4;1)	=P4-Q4	
5		FE	=S0\$4/C4	=S0\$4/D4	=S0\$4/E4	=S0\$4/F4	=S0\$4/G4	=S0\$4/H4	=S0\$4/I4	=S0\$4/J4	=S0\$4/K4	=S0\$4/L4	=S0\$4/M4	=S0\$4/N4	=MÉDIA(C5:N5)	=MAIOR(C5:N5;1)	=MENOR(C5:N5;1)	=P5-Q5	

FONTE: O autor (2020)

Para a TABELA 30, p. 89.

FIGURA 40 – PLANILHA 06 PREVISÃO CONFORME FE

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Sistema	Ângulo	E _{e.a.}	PO _{dias}	E _{e.a.}	FE	Previsão anual	Valores Energia Exportada (R\$)	
2		°	kWh	dias	kWh		MWh	481,71	798,78
3	S1FEI	26°	1834,79	11	=C3/D3	1,44	=E3*F3*365/1000	=G3*\$V\$13	=G3*\$W\$13
4	S2SDH	0°	20.466	11	=C4/D4	1,59	=E4*F4*365/1000	=G4*\$V\$13	=G4*\$W\$13
5	S3SEH	0°	18.684	11	=C5/D5	1,59	=E5*F5*365/1000	=G5*\$V\$13	=G5*\$W\$13
6	S4SEI	26°	24.402	11	=C6/D6	1,44	=E6*F6*365/1000	=G6*\$V\$13	=G6*\$W\$13
7	Total		=SOMA(C3:C7)		=SOMA(E3:E7)		=SOMA(G3:G7)	=SOMA(H3:H6)	=SOMA(I3:I6)

FONTE: O autor (2020).

Para a TABELA 32, p. 93.

FIGURA 41 – PLANILHA 07 EFEITOS DE M&O NO VPL

	I	J	K	L	M
2	Receita com a energia exportada				63052
3	Créditos de carbono				542
4	Manutenção				=S\$8*0,5/100
5	Reajuste				=8,01/100
6	r				=8,01/100
7	t	C _t	E _t	GEE	VPL
8	0	1035000			=SOMA(M9:M33)-J8
9	1	=S\$4*(1+S\$5)^I9	=S\$2*(1+S\$5)^I9	=S\$3*(1+S\$5)^I9	=(L9+K9-J9)/(1+S\$6)^I9
10	2	=S\$4*(1+S\$5)^I10	=S\$2*(1+S\$5)^I10	=S\$3*(1+S\$5)^I10	=(L10+K10-J10)/(1+S\$6)^I10
11	11	=S\$4*(1+S\$5)^I19	=S\$2*(1+S\$5)^I19	=S\$3*(1+S\$5)^I19	=(L19+K19-J19)/(1+S\$6)^I19
12	12	=S\$4*(1+S\$5)^I20	=S\$2*(1+S\$5)^I20	=S\$3*(1+S\$5)^I20	=(L20+K20-J20)/(1+S\$6)^I20
13	13	=S\$4*(1+S\$5)^I21	=S\$2*(1+S\$5)^I21	=S\$3*(1+S\$5)^I21	=(L21+K21-J21)/(1+S\$6)^I21
21	21	=S\$4*(1+S\$5)^I29	=S\$2*(1+S\$5)^I29	=S\$3*(1+S\$5)^I29	=(L29+K29-J29)/(1+S\$6)^I29
30	22	=S\$4*(1+S\$5)^I30	=S\$2*(1+S\$5)^I30	=S\$3*(1+S\$5)^I30	=(L30+K30-J30)/(1+S\$6)^I30
23	23	=S\$4*(1+S\$5)^I31	=S\$2*(1+S\$5)^I31	=S\$3*(1+S\$5)^I31	=(L31+K31-J31)/(1+S\$6)^I31
32	24	=S\$4*(1+S\$5)^I32	=S\$2*(1+S\$5)^I32	=S\$3*(1+S\$5)^I32	=(L32+K32-J32)/(1+S\$6)^I32
33	25	=S\$4*(1+S\$5)^I33	=S\$2*(1+S\$5)^I33	=S\$3*(1+S\$5)^I33	=(L33+K33-J33)/(1+S\$6)^I33
34	TOTAL	=SOMA(J8:J33)	=SOMA(K8:K33)	=SOMA(L8:L33)	=SOMA(M8:M33)

FONTE: O autor (2020)

ANEXO 1 – Dados de geração dos sistemas em kWh

DATA	S1FEI	DATA	S1FEI	DATA	S1FEI
Março 23, 2020	274,12	Abril 19, 2020	526,41	Maio 15, 2020	343,13
Março 24, 2020	560,08	Abril 20, 2020	503,30	Maio 16, 2020	414,95
Março 25, 2020	537,83	Abril 21, 2020	506,16	Maio 17, 2020	481,49
Março 26, 2020	448,32	Abril 22, 2020	499,08	Maio 18, 2020	474,65
Março 27, 2020	479,99	Abril 23, 2020	502,40	Maio 19, 2020	442,29
Março 28, 2020	419,65	Abril 24, 2020	513,70	Maio 20, 2020	397,41
Março 29, 2020	427,91	Abril 25, 2020	485,22	Maio 21, 2020	398,55
Março 30, 2020	545,22	Abril 26, 2020	473,67	Maio 22, 2020	14,41
Março 31, 2020	503,27	Abril 27, 2020	483,14	Maio 23, 2020	155,06
Abril 01, 2020	489,06	Abril 28, 2020	464,87	Maio 24, 2020	140,21
Abril 02, 2020	208,65	Abril 29, 2020	373,21	Maio 25, 2020	445,23
Abril 03, 2020	568,64	Abril 30, 2020	414,09	Maio 26, 2020	451,65
Abril 04, 2020	552,52	Maio 01, 2020	262,38	Maio 27, 2020	532,85
Abril 05, 2020	530,79	Maio 02, 2020	488,35	Maio 28, 2020	530,93
Abril 06, 2020	128,10	Maio 03, 2020	498,91	Maio 29, 2020	524,03
Abril 07, 2020	456,82	Maio 04, 2020	480,06	Maio 30, 2020	517,03
Abril 08, 2020	543,51	Maio 05, 2020	222,37	Maio 31, 2020	373,49
Abril 09, 2020	538,27	Maio 06, 2020	229,13	Junho 01, 2020	145,75
Abril 10, 2020	540,69	Maio 07, 2020	387,64	Junho 02, 2020	443,42
Abril 11, 2020	532,29	Maio 08, 2020	384,99	Junho 03, 2020	313,04
Abril 12, 2020	486,86	Maio 09, 2020	509,42	Junho 04, 2020	69,51
Abril 13, 2020	450,87	Maio 10, 2020	491,14	Junho 05, 2020	257,87
Abril 14, 2020	397,55	Maio 11, 2020	471,28	Junho 06, 2020	168,96
Abril 15, 2020	541,64	Maio 12, 2020	102,06	Junho 07, 2020	399,43
Abril 16, 2020	219,76	Maio 13, 2020	44,03	Junho 08, 2020	269,70
Abril 17, 2020	451,00	Maio 14, 2020	326,15	Junho 09, 2020	12,39
Abril 18, 2020	476,48				

DATA	S1FEI	S2SDH	S3SEH	S4SEI
Junho 10, 2020	84,73	0,940	0,876	1,062
Junho 11, 2020	85,96	0,977	0,918	1,083
Junho 12, 2020	235,81	2,408	2,258	3,131
Junho 13, 2020	84,46	0,946	0,893	1,055
Junho 14, 2020	92,33	1,248	1,169	1,214
Junho 15, 2020	228,16	2,422	2,302	3,189
Junho 16, 2020	229,07	2,389	2,287	3,116
Junho 17, 2020	212,16	2,218	2,088	2,751
Junho 18, 2020	151,82	1,708	1,628	2,081
Junho 19, 2020	213,57	2,346	2,156	2,861
Junho 20, 2020	216,72	2,864	2,109	2,859
Junho 21, 2020	188,43	3,295	2,353	3,296

ANEXO 2 – Documentos relacionados

RETScreen Expert - Funds transfer - (Viewer mode)

RETScreen (NRCan/RNCan) <nrcan.retscreen.mcan@canada.ca>
Para: Paulo Franco <pfranco.roberto@gmail.com>

27 de agosto de 2020 12:57

Dear Paulo Franco,

Thank you for contacting us.

As confirmed by this e-mail, you hereby have permission to publish any results using RETScreen as per 4.5 of our License Agreement below, so long as the use of RETScreen is properly acknowledged according to standard conventions.

You do not require a paid subscription to use RETScreen Expert for your research (i.e., you can use the software in Viewer mode). However, you may find that a subscription to Professional mode will be very helpful to your research as you will have access to all of the features of RETScreen Expert plus be able to save your work, print, etc.

Sincerely,

RETScreen Customer Support

From: Paulo Franco <pfranco.roberto@gmail.com>
Sent: Thursday, August 27, 2020 11:13 AM
To: RETScreen (NRCan/RNCan) <nrcan.retscreen.mcan@canada.ca>
Subject: Re: RETScreen Expert - Funds transfer - (Viewer mode)

Hello, thank you for your message!

I am a master student at Lactec - Institute of Technology for Development, in Brazil, and during the research on photovoltaic systems I applied the RetScreen Expert software for economic feasibility analysis, according to Item 4.5 below, I ask about the procedure to obtain the Licensor's statement of consent for the dissertation panel. Also confirm whether there is a need to purchase the paid software license for use in that job. This license would be paid by me.

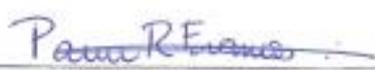
4.5 Licensee must obtain Licensor's consent before publishing, in whole or in part, any publications or advertising relating to the use of the SOFTWARE. This consent should not be denied without reason. Such publication must a) properly recognize Licensor's ownership of the SOFTWARE b) provide an appropriate quote for the SOFTWARE, and c) not declare any critical results, unless expressly so for purposes of comparison with actual data.
Awaiting.

Bests regards,
Paulo franco

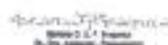
AUTHORIZATION FOR PUBLICATION

1. I hereby declare to be the author or co-author of the manuscript submitted to "Espaço Energia", entitled
**Performance analysis of experimental photovoltaic systems
 in the Santa Clara HPP reservoir**
2. I declare that the paper content is original and has not been previously published in any media or sent to another journal aiming at publication.
3. I declare that I take full moral and authorial responsibility for the content of the paper before third parties.
4. I declare that the publication of images has been authorized, taking full responsibility for it.
5. I declare that in the case of research involving human subjects, the matter was reviewed and approved by the ethics committee of the sponsoring institution.
6. I declare that there is no potential conflict of interest regarding the publication of the paper.
7. I also declare that the authors own the copyright of the paper, and that the work does not infringe existing rights or property of others.
8. I authorize the publication of the paper, its spread in any and all media supported by this periodical and its free reproduction, in whole or in part, in any format or medium.

7th October 2020.

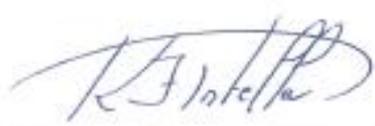

 Paulo Roberto Franco


 Rodrigo Paludo

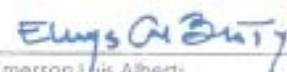


Assinado digitalmente por:
 Mariana d'Orey Galvão
 Portella Bragança
 Razão: Eu sou o autor
 deste documento
 Data: 2020-10-07 18:32:58

Mariana D'Orey Galvão Portella Bragança


 Kleber Franke Portella


 Gelson Luis Carneiro


 Emerson Luis Alberti

Performance analysis of experimental photovoltaic systems in the Santa Clara HPP reservoir

Análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos experimentais no reservatório da UHE de Santa Clara

Paulo Roberto Franco^{1, 2, 3}

Kleber Franke Portella³

Rodrigo Paludo³

Gelson Luís Carneiro³

Mariana D'Orey Gaivão Portella Bragança³

Emerson Luís Alberti^{3, 4}

¹URBS – Urbanização de Curitiba S. A.

²IEP – Instituto de Engenharia do Paraná
pfranco.roberto@gmail.com

³LACTEC – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento
portella@lactec.org.br
rodrigo.paludo@lactec.org.br
gelson.carneiro@lactec.org.br
mariana.portella@lactec.org.br

⁴ELEJOR – Centrais Elétricas do Rio Jordão
emerson@elejor.com.br

Abstract: This paper aims to compare actual production between four photovoltaic systems with distinct features. This set of 102.93 kW comprises a floating system with an installed capacity of 100.74 kW and three other fixed ones with 0.73 kW. In the fixed systems, one had the modules at a horizontal angle, in another they were fixed with 26° of inclination and the third they were coupled to a dynamic system for tracking the position of the Sun on an axis. All systems were installed in the Santa Clara Hydroelectric Plant

reservoir, located in the state of Paraná, Brazil. To achieve the objective, the “merit ratings” were used: the capacity factor (FC), the final yield (Y_F) and the performance ratio (PR). Also, included in the research are methods to estimate annual generation as a function of available solar radiation and a feasibility analysis using the most used indicators: the net present value (NPV), the internal rate of return (IRR) and the period of *Payback*, for different discount rates and values for exported energy.

Keywords: Solar, photovoltaic, floating, tracker, generation, feasibility.

Resumo: Este artigo tem por objetivo comparar a produção real entre quatro sistemas fotovoltaicos com características distintas. Este conjunto de 102,93 kW incluiu um sistema flutuante com capacidade instalada de 100,74 kW e outros três fixos com 0,73 kW. Nos sistemas fixos, um apresentava os módulos em ângulo horizontal, em outro foram fixados com 26° de inclinação e no terceiro estavam acoplados a um sistema dinâmico para rastreamento da posição do Sol em um eixo. Todos os sistemas foram instalados no reservatório da Usina Hidrelétrica de Santa Clara, Estado do Paraná, Brasil. Para alcançar o objetivo, foram empregados os índices de mérito: o fator de capacidade (FC), a produtividade final (Y_F) e a taxa de rendimento (PR). Além disso, consta na pesquisa métodos para estimar a geração anual em função da radiação solar disponível e uma análise de viabilidade por meio dos indicadores mais utilizados: o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o período de retorno (*Payback*), para diferentes taxas de desconto e de valores para a energia produzida.

Palavras-Chave: Solar, fotovoltaica, flutuante, rastreador, geração, viabilidade.

1 Introdução

Sistemas fotovoltaicos para a geração de energia são alternativas viáveis e estão sendo cada vez mais implantados no mundo, tanto em terra quanto em lagos, lagoas, rios e reservatórios de água, sejam para a potabilidade, sejam para a geração hidrelétrica. Neste último caso, os sistemas flutuantes têm sido aproveitados, pelas suas maiores sustentabilidades ambientais, em virtude do aproveitamento dos sistemas de distribuição e de transmissão de energia disponíveis, da sua planicidade sobre as águas e, principalmente, pela ocupação de uma área disponível sem a necessidade de desmatamento local. No entanto, a sua implantação em solo é mais problemática, por ocupar grandes áreas, as quais nem sempre estão disponíveis. Esse recurso é escasso em muitos países, incluindo aqueles formados predominantemente por ilhas. Assim, a combinação das tecnologias de flutuação e fotovoltaica pode contribuir para solucionar essa demanda. Além disso, são exemplos considerados benéficos, no uso da tecnologia, os impactos ambientais, pela redução de emissão de poluentes, e sociais, pela geração de emprego e renda com o desenvolvimento da indústria fotovoltaica. Compreender os fatores responsáveis pelo desempenho de sistemas, quais aspectos são relevantes para o retorno do investimento e os requisitos para sua operação,

especialmente em clima tipicamente tropical, como no Brasil, pode propiciar a disseminação da tecnologia.

2 Referencial teórico

Grandes empreendimentos de geração fotovoltaica flutuante vêm sendo realizados em diversos países e nos mais variados meios aquáticos disponíveis, pela possibilidade de seu uso consorciado, sua simplicidade de construção, baixa probabilidade de impactos ambientais negativos, menor evaporação da água local, operação em temperaturas mais baixas do que os sistemas similares em terra, possivelmente um menor custo de operação, e pelas facilidades de interação com as redes elétricas locais, principalmente, quando instalados em reservatórios de usinas hidrelétricas [1] [2] [3] [4] [5].

Assim, nesse cenário, Kim et al. (2019) [6], reportaram sobre o uso da energia fotovoltaica, entre outras fontes renováveis de energia, na Coreia, em virtude do estímulo político em sustentabilidade, proteção ambiental e da capacidade estimada de geração superior a 2 TW, locais, em 2007. No estudo, os autores priorizaram o uso da energia fotovoltaica flutuante, devido ao seu uso potencial em mais de três mil reservatórios, e a possibilidade de produção energética de 3000 GWh anuais.

O uso consorciado de energia por geração hidrelétrica com a fotovoltaica flutuante no reservatório Ghazi Barotha, no Paquistão, também foi reportado por Rauf et al. (2019) [7], concluindo pelo benefício adicional da energia gerada e da sua interligação com as redes de distribuição e de transmissão já instaladas.

No Brasil, Reis (2019) [8], reportou dois projetos de usinas fotovoltaicas flutuantes, nos reservatórios de Balbina e de Sobradinho, de até 5 MWp, com os objetivos de estudar a viabilidade ambiental, técnica e econômica, além de avaliar o grau de eficiência quando interligadas ao sistema operacional das usinas hidrelétricas, com estudos adicionais da produção e do transporte de energia, sua instalação e fixação no fundo do reservatório, a energia complementar gerada, o seu escoamento pela rede integrada e a influência da radiação solar incidente. Adicionalmente, o autor inferiu sobre a avaliação de um sistema de ancoragem inovador, devido à possibilidade de grande depleção de volume, baseado em suas amarrações com cabos de poliéster e correntes a blocos de concreto imersos em seu leito com 7 t, cada, em um total de 34 blocos instalados na fase inicial da pesquisa. No Brasil, as condições tropicais podem trazer vantagens para os sistemas fotovoltaicos flutuantes, mas, segundo Galdino e Olivieri (2017) [9], tanto a estrutura flutuante quanto o sistema de ancoragem precisam ser projetados para atender à grande diferença de níveis de água ou mesmo prever reservatórios secos.

Estudos similares ao sistema de ancoragem, reportados por Reis (2019) [8] e por Jambersi et al. (2017) [10], estudaram os esforços dinâmicos causados pela ação perturbatória das ondas geradas no lago da usina fotovoltaica flutuante de Porto Primavera (Sérgio Motta), SP, em um módulo com painel fotovoltaico, destacando que se comportou como se estivesse em um canal com a movimentação em 2D. Dessa

forma, ele oscilou em uma linha de equilíbrio estático, sendo modelado como um binário de forças de rigidez hidrostática associadas ao empuxo, e de amortecimento hidrodinâmico, de natureza dissipativa, pelas equações de Newton-Euler.

Segundo McKay (2013) [11], se o sistema solar for projetado e gerenciado com sucesso, a abordagem aquavoltaica pode levar a melhorias dentro dos ecossistemas e do meio ambiente. Para tanto, novas práticas e estratégias de sua implantação precisarão ser desenvolvidas para superar alguns dos potenciais impactos negativos para essa combinação de tecnologia, porque a matriz flutuante absorve a luz do sol. Assim, se essa luz não é transferida para o ecossistema de água abaixo dos módulos flutuantes, há o sombreamento e, como muitos dos organismos precisam de luz para as suas funções naturais ou sobrevivência, uma competição pode ser criada e vir a ser prejudicial ao meio. Assim, se o sombreamento for descontrolado poderá causar uma diminuição no crescimento de algas, na vida vegetal e na densidade de microrganismos que afetam toda a cadeia alimentar. Um bom controle de fatores de crescimento biológico, tais como nutrientes, temperatura, pH, salinidade, turbidez e fotoperíodo, levará a uma maior otimização da produção e dos custos associados à aquicultura de espécies aquáticas [11] [12] [13] [14].

Em termos de produção de energia, Sahu, Yadav e Sudhakar (2016) [5], comentaram sobre a produtividade dos sistemas fotovoltaicos flutuantes que é melhorada devido à refrigeração natural dos painéis pela água [15]. Nesse caso, em pesquisa similar, Choi, Lee e Kim (2013) [4] constataram um acréscimo de 11% na produtividade de dois sistemas flutuantes em comparação a um sistema em solo, na Coreia do Sul [5] [6].

De acordo com a EPE (2020) [16], existem diversos benefícios com o uso da tecnologia fotovoltaica flutuante, entre eles, a maior eficiência ocasionada pelo resfriamento natural e a redução de perdas por sombreamento. Incluem-se nos benefícios o controle da evaporação em reservatórios, principalmente em climas secos, e a disponibilidade de água para limpeza, em abundância. Também, no caso de hidrelétricas, a sinergia com a infraestrutura existente pode ser muito importante. Quanto à isenção da necessidade de terraplanagem ou na aquisição de terrenos, a falta de áreas para implantar sistemas fotovoltaicos convencionais, identificada em outros países, não é considerada uma questão tão relevante para o caso do Brasil atualmente. Por outro lado, há algumas desvantagens no uso dessa tecnologia. Por exemplo, existem os impactos na biota local e aumento das sujidades devido ao pouso de aves. Além disso, sistemas ocupando grandes áreas podem reduzir a disponibilidade de luz, afetando o crescimento de algas e peixes. Além disso, algumas vezes são requisitados complexos sistemas de amarração e ancoragem. Nesse contexto, incluem-se as dificuldades de manutenção, pois ela pode exigir mão de obra qualificada, inclusive de mergulhadores. Outros dois pontos relevantes estão relacionados aos custos para o desenvolvimento dos sistemas flutuantes, uma vez que a tecnologia ainda está sendo criada, e ao descarte dos

módulos e demais componentes das plantas. No Brasil, apesar da responsabilidade compartilhada durante o ciclo de vida dos produtos, instituída por meio da legislação, a falta de infraestrutura de reciclagem especializada na indústria fotovoltaica instiga a questão socioambiental.

Para a avaliação do desempenho de geração da ilha fotovoltaica flutuante da UHE Santa Clara (IFVF SC), comparativa aos sistemas instalados em terra, foram identificados e calculados alguns dos principais índices de mérito disponíveis na literatura, conforme descrito por Urbanetz Junior et al., (2014) [17], Oliveira e Vieira Júnior (2019) [18] e Cassares (2016) [19], tais como: o fator de capacidade (FC), a produtividade final (Y_F), a taxa de rendimento ou *performance ratio* (PR), relacionando a energia gerada, a radiação presente, a disponibilidade de recursos e o período operacional. Conforme a pesquisa realizada, o método permite comparar a eficiência na conversão da radiação solar disponível para a geração de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos com características distintas, desde que analisados os dados em um período operacional simultâneo.

2.1 Estimativa de geração (E_g)

Para Oliveira e Vieira Júnior (2019) [18], a estimativa da energia gerada pelo sistema fotovoltaico pode ser obtida por meio da Equação (1),

$$E_g = P_T \times HSP \times \eta_{CC/CA} \quad (1)$$

sendo

P_T é a potência instalada do sistema fotovoltaico;
 HSP é o número de horas de sol pleno;
 $\eta_{CC/CA}$ é o rendimento do inversor.

Se, por um lado, a fórmula não leva em consideração perdas já conhecidas relacionadas à sujeira, temperatura operacional excessiva, *mismatch*, degradação dos módulos, entre outras, por outro lado, ela fornece de forma fácil e ágil um valor de referência e, por isso, foi adotada neste experimento para as futuras análises.

2.2 Fator de capacidade (FC)

Este índice relaciona a energia gerada com a produção plena possível da capacidade instalada para uma operação ideal em 24 h, conforme ilustrado pela Equação (2) [17] [19],

$$FC = \frac{E_{c.a.}}{P_{FV}^0(t_2 - t_1)} \quad (2)$$

onde

FC , é o fator de capacidade;
 $E_{c.a.}$ é a energia gerada em kWh;
 P_{FV}^0 é a potência instalada do gerador em kWp.

2.3 Produtividade final (Y_F)

A produtividade refere-se à proporção entre a energia gerada e a potência instalada (*Yield*). Esse índice de mérito pode ser calculado conforme a Equação (3) [17] [19],

$$Y_F = \frac{E_{c.a.}}{P_{FV}^0} \quad (3)$$

onde

Y_F , é a produtividade final em kWh×kWp⁻¹;
 $E_{c.a.}$ é a energia gerada em kWh;
 P_{FV}^0 , a potência instalada do gerador em kWp.

2.4 Taxa de desempenho (PR)

Este índice refere-se ao aproveitamento da irradiação disponível e está também vinculado à razão entre a energia gerada e a potência instalada, ou seja, à produtividade final (Y_F) ou *Yield*, conforme indicado na Equação (4) [17],

$$PR = \frac{Yield}{Irradiação / 1000} (\%) \quad (4)$$

2.5 Indicadores financeiros

Para realizar a análise financeira foram considerados como os principais indicadores: o valor presente líquido (VPL ou NPV), a taxa interna de retorno (TIR) e o período de retorno (*Payback*) [5]. A TIR corresponde à taxa de desconto em que o VPL é igual a zero. O VPL foi calculado pela Equação (5) [20],

$$NPV = -S + \sum_{j=1}^n \frac{CF_j}{(1 + IRR)^j} = 0 \quad (5)$$

onde

S é o investimento inicial;
 CF é o j -ésimo fluxo de caixa do ano n ;
 IRR é a taxa de desconto.

2.6 Valores de referência

Na Tabela 1, estão apresentados os valores de venda de energia de algumas fontes alternativas em R\$ × MWh⁻¹, conforme publicado em 27 de fevereiro de 2018 [21].

Tabela 1: Valores anuais de referência específicos (VRES) [21].

Eólica	PCH / CGH	Solar Fotovoltaica	Cogeração Gás Natural	Resíduos Sólidos Urbanos
296,00	360,00	446,00	451,00	561,00

Os valores foram atualizados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor (IPCA), que no período do início do ano até junho de 2020 estava acumulado em 8,01%, segundo o

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)¹. Assim, o valor para a energia solar fotovoltaica no referido mês de análise foi da ordem de R\$ 481,71 × MWh⁻¹.

Conforme a ANEEL², o valor da tarifa média para consumidores residenciais do grupo B1, ora vigente, é de R\$ 0,572 × kWh⁻¹ ou R\$ 572,00 × MWh⁻¹ sem a inclusão de tributos ou acréscimos relativos às bandeiras tarifárias.

Conforme dados da COPEL distribuidora, o reajuste tarifário anual médio para o abastecimento no período de 24/06/2014 a 24/06/2019 foi de 11,02%. Por outro lado, a taxa Selic no período de 28/05/2014 a 05/08/2020 foi de 9,58%, segundo o Banco Central do Brasil.

2.7 Fator de expansão (FE)

Conceito utilizado na engenharia de tráfego, esses coeficientes relacionam os dados de uma amostra a um valor médio anual. As amostras são obtidas por meio da contagem horária, diária ou mensal. A utilização de dados históricos de referência, assim como é feito com a radiação solar, permitiria uma extrapolação de valores reais com segurança. O uso desse fator, nesta pesquisa, foi uma proposta para a análise de produção, levando-se em consideração a existência de dados reais de geração, mesmo que disponíveis em um período reduzido de registros. Dessa forma, foram relacionadas também todas as perdas ocorridas na geração real, mesmo que não identificadas.

2.8 Software RETScreen

De acordo com Freitas et al. (2017) [22] e Costa et al. (2018) [23], é possível a utilização do software *RETScreen* da *Natural Resources Canada*³, Canadá (2005) [24], gratuito no modo visualizador, para realizar análises de produção e consumo de vários tipos de energia, viabilidade financeira e de riscos para diversas fontes renováveis, além de estimar as reduções de emissões de gases do efeito estufa.

3 Materiais e métodos

O método consistiu na realização de um experimento com a comparação de estimativas de produtividade vinculadas aos dados climáticos em relação aos reais de geração. Assim, foram registrados os dados de geração de energia obtidos junto aos inversores e transmitidos via wi-fi e servidor local, por meio dos sites do fabricante. Também, foram utilizadas planilhas eletrônicas para a organização dos dados e o software *RETScreen* para efetuar uma análise financeira a partir dos dados climáticos e de geração.

¹ Calculadora do IPCA:

"<https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>"

² Informações podem ser obtidas em

"<https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>".

³ RETSCREEN é marca registrada do Natural Resources Canada © 1997-2019.

3.1 Sistemas experimentais

Nesta pesquisa, quatro sistemas experimentais foram implantados no reservatório da Usina Hidrelétrica de Santa Clara, no município de Pinhão, no Estado do Paraná, região Sul do Brasil, entre as coordenadas 25°39'18.16"S, 51°57'0.92"O e 25°39'18.16"S, 51°56'59.12"O, conforme mostrado na Figura 1 e na Figura 2.

Detalhes da escolha do local da instalação, valores da planta e o desenvolvimento da estrutura desta pesquisa, assim, também, quanto aos aspectos biológicos e ambientais da pesquisa na qual esta investigação é parte integrante, estão comentados por Portella et al. (2018) [25] [26] e Paludo et al. (2018) [27] [28].

Uma planta de usina fotovoltaica flutuante de 100,74 kW, "IFVF SC", foi projetada e implantada no reservatório, de forma a se estudar a produção de energia e as implicações ambientais [25]. Também, como desafio, teve-se como objetivos adicionais da pesquisa o de comparar o rendimento do sistema flutuante com o de painéis similares com módulos instalados na margem, em solo firme, nas posições horizontal, fixa a 26° e dinâmico em um único eixo, acompanhando a luz solar diária. Outro desafio foi o de verificar os sistemas de funcionamento de ancoragem dinâmico, uma vez que o reservatório possui características muito peculiares aos estudados no Brasil, como mais de 20 m de depleção de volume entre as cheias e as condições de seca e as intempéries de um país tropical, com ventos fortes e chuvas torrenciais periódicas e esporádicas.



Figura 1. Ilha fotovoltaica instalada no reservatório da UHE Santa Clara, Pinhão, Paraná, região Sul do Brasil (IFVF SC) [25].

Para investigar o rendimento elétrico comparativamente entre si, as características dos quatro sistemas fotovoltaicos construídos estão apresentadas na Tabela 2, levando-se em consideração o tipo de fixação, o comportamento em relação ao posicionamento do sol durante o dia e o ângulo de instalação dos módulos em relação ao eixo Norte-Sul.

Tabela 2: Taxonomia dos sistemas experimentais fotovoltaicos instalados na UHE Santa Clara.

Sistema	Tipo de fixação	Rastreamento	Ângulo dos módulos
S1FEI	Flutuante	Estático	Inclinados 26°
S2SDH	Em Solo	Dinâmico	Horizontais 0°
S3SEH	Em Solo	Estático	Horizontais 0°
S4SEI	Em Solo	Estático	Inclinados 26°

3.2 Módulos, painéis e inversores fotovoltaicos [25] [26]

No experimento, foi utilizado o conjunto de 282 módulos fotovoltaicos, modelo CANADIAN CS3U-365P, cada um com 144 células de silício policristalino e potência de 365 W, para compor 102,93 kW de potência instalada nos painéis. Para o sistema flutuante, foram também utilizados dois inversores do modelo ABB TRIO-TM-50.0-400, com 98,3% de eficiência.

Em cada um dos três sistemas em solo, foram utilizados dois módulos e um inversor ECOSOLYS de 1,1 kW com 93% de rendimento, modelo Ecos 1000, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3: Características dos sistemas fotovoltaicos estudados na IFVF SC.

Sistema	Módulo (345 W)		Inversores (kW)		
	nº	Pot. (W)	Conjunto	$\eta_{CC/CA}$	Pot. (kW)
S1FEI	276	100.740	2 x ABB (52)	0,983	104,0
S2SDH	2	730	1 x ECO. (1,1)	0,930	1,1
S3SEH	2	730	1 x ECO. (1,1)	0,930	1,1
S4SEI	2	730	1 x ECO. (1,1)	0,930	1,1

Na Figura 2, estão apresentados os sistemas fotovoltaicos instalados em solo, no teto do *container* que abrigava os inversores e o quadro de comando.

A estrutura metálica vinculada aos flutuadores para a fixação dos módulos fotovoltaicos está apresentada na Figura 2. Cada estrutura foi fabricada para permitir a fixação de seis módulos.



Figura 2: Sistemas fotovoltaicos instalados em solo e estrutura flutuante patenteada (INPI-BR-10-2018-010821-2) [27] [28], com uso em S1FEI no reservatório da UHE Santa Clara.

A conexão com a rede existente de distribuição de energia de 34,5 kV foi realizada conforme a Figura 3.

3.3 Dados de radiação solar

Apesar da disponibilidade de outras fontes de dados meteorológicos, tais como INMET, INPI, NASA-SE, SolarGIS PVGIS e Meteorom, os dados de radiação solar adotados nesta análise foram obtidos junto ao programa SunDATA⁴, em kWh × m⁻² × dia⁻¹, pois resultam das imagens de satélites ao longo de dezessete anos em informações de irradiação solar no Brasil, conforme ilustrado na Tabela 4.

⁴ Informações podem ser obtidas em "http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&".

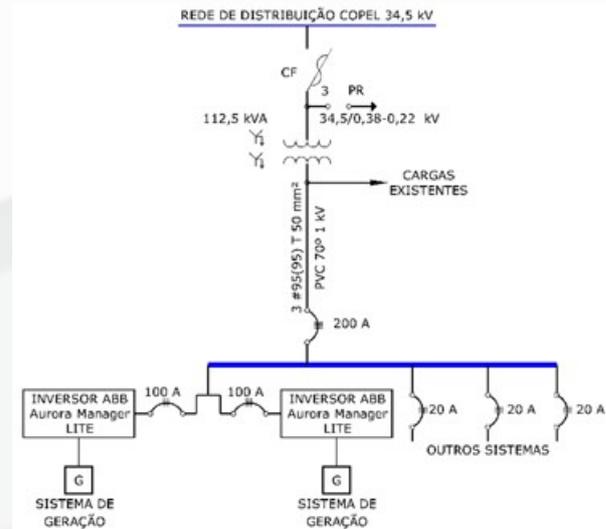


Figura 3: Diagrama unifilar básico da planta fotovoltaica da UHE Santa Clara.

Tabela 4: Radiação solar relativa às coordenadas da IFVF SC.

Mês	Plano Horizontal 0°	Plano Inclinado 26°
Junho	2,87	3,84

O software RETScreen utiliza os dados de satélites da NASA para efetuar as análises climáticas, fornecendo subsídios para uma abordagem técnico-financeira da planta fotovoltaica flutuante.

3.4 Fator de expansão (FE)

Conforme o referencial teórico, aqui este fator trata-se de uma proposta para extrapolar uma amostra de produção real registrada, de forma mensal para anual. Assim, foram utilizados os fatores de expansão mensais em relação à radiação média mensal anual disponível, conforme indicados na Tabela 5.

Tabela 5: Fatores de expansão, correspondentes aos coeficientes que relacionam os dados de uma amostra com um valor médio anual.

Mês	Dias	Irradiação solar diária média mensal (SunData)			
		0° N	FE	26° N	FE
Jan	31	6,05	0,77	5,41	0,90
Fev	28	5,55	0,84	5,29	0,92
Mar	31	5,13	0,91	5,34	0,91
Abr	30	4,20	1,11	4,87	1,00
Mai	31	3,25	1,43	4,13	1,18
Jun	30	2,87	1,62	3,84	1,27
Jul	31	3,10	1,50	4,07	1,20
Ago	31	4,10	1,13	5,00	0,97
Set	30	4,27	1,09	4,60	1,06
Out	31	5,16	0,90	5,04	0,97
Nov	30	5,96	0,78	5,41	0,90
Dez	31	6,23	0,75	5,47	0,89
Média	30,42	4,65	1,00	4,87	1,00
Total	365	1.698,02		1.777,98	

Os valores em junho foram destacados porque se referem ao período do experimento de 2020 em que houve a operação simultânea dos quatro sistemas analisados. Porém, o sistema de ancoragem e contrapesos de S1FEI havia sido avariado durante uma chuva torrencial no fim de maio, ocasionando desligamentos parciais de diversos módulos. Por isso, foram destacados também os meses anteriores que correspondem ao funcionamento de S1FEI para comparação entre si, então, fazendo parte desta análise de desempenho.

3.5 Estimativa de geração (E_g)

Uma estimativa da energia gerada (E_g) em cada sistema foi calculada de acordo com a Equação (1), sendo o resumo apresentado na Tabela 6 (SunDATA, 2020).

Tabela 6: Energia diária média estimada pelos painéis fotovoltaicos instalados na UHE Santa Clara.

Sistema	P_r (kWp)	HSP (h)	$\eta_{CC/GA}$	E_g (kWhp x dia ⁻¹)
S1FEI	100,74	3,84	0,98	380,26
S2SDH	0,73	2,87	0,93	1,95
S3SEH	0,73	2,87	0,93	1,95
S4SEI	0,73	3,84	0,93	2,61

3.6 Fator de capacidade (FC)

O parâmetro foi calculado conforme a Equação (2), utilizando a potência nominal instalada em cada sistema, de acordo com a Tabela 3, para a operação em 24 h diárias.

3.7 Produtividade final (Y_F)

Este índice de mérito foi calculado conforme a Equação (3) também de acordo com a Tabela 3. A diferença em relação ao fator de capacidade (FC), expressa a supressão quanto à referência de tempo.

3.8 Taxa de desempenho (PR)

O rendimento de cada sistema foi calculado conforme descrito na Equação (4), sendo indicada a radiação específica para cada inclinação dos módulos nos painéis. Em função de não ter sido obtido localmente os dados de radiação, tal índice foi anexado à referida pesquisa apenas como referência, uma vez que o trabalho está relacionado à comparação de três índices de mérito complementares.

3.9 Viabilidade econômica

Para a análise econômica, foi adotado o VRES de R\$ 481,71 \times MWh⁻¹ e o valor de R\$ 572,00 \times MWh⁻¹ para a tarifa média de consumidores residenciais (grupo B1). Foram adotados também o IPCA acumulado em 8,01% e o reajuste médio tarifário de 11,02%.

4 Resultados e discussão

Para a análise, foram adotados os dados registrados de cada sistema em onze dias operacionais simultâneos no intervalo de 10 de junho de 2020 a 20 de junho de 2020. Fora desse período do experimento os sistemas não permitiram o registro de dados de geração para comparação, devido à necessidade de manutenção.

4.1 Energia gerada ($E_{c.a.}$)

A estimativa de energia (E_g), juntamente com a energia efetivamente gerada ($E_{c.a.}$), constam na Tabela 7.

Tabela 7: Energia efetiva gerada pelos painéis fotovoltaicos instalados na UHE Santa Clara (kWh).

Sistema	Operação (dias)	E_g (kWh x dia)	$E_{c.a.}$ (kWh x dia)
S1FEI	11	4.182,92	1.834,79
S2SDH	11	21,43	20,47
S3SEH	11	21,43	18,68
S4SEI	11	28,68	24,40

Para o sistema S1FEI, esperava-se um valor para a energia gerada ($E_{c.a.}$) bem mais próximo de (E_g). Por isso, foram registrados também os dados de 91 dias operacionais entre 23 de março e 21 de junho de 2020 que estão apresentados na Tabela 8, pois foi constatada uma queda abrupta de produtividade no fim de maio. Assim, efetuou-se uma análise à parte de todo o período operacional de S1FEI.

Tabela 8: Energia efetiva gerada por S1FEI entre março e junho de 2020 na UHE Santa Clara (kWh).

Mês	Operação (dias)	E_g (kWh x dia)	$E_{c.a.}$ (kWh x dia)
Março	9	4.759,26	4.196,39
Abril	30	14.467,91	13.858,75
Mai	31	12.678,48	11.535,27
Junho	21	7.985,57	4.103,29

Os sistemas S2SDH, S3SEH e S4SEI não possuem registros nesse período, em parte porque entraram em operação posteriormente e, além disso, porque houve necessidade de manutenção dos inversores para a transmissão dos dados, específicos para plataforma de análise.

4.2 Indicadores de desempenho

Os indicadores de desempenho, ou índices de mérito, calculados para os sistemas experimentais em relação à radiação adotada para os onze dias de operação simultânea em junho de 2020 estão apresentados na Tabela 9.

Tabela 9: Indicadores de desempenho dos sistemas em porcentagem (%).

Sistema	FC	Y_F	PR
S1FEI	6,90	18,21	43,12
S2SDH	10,62	28,04	88,80
S3SEH	9,69	25,59	81,07
S4SEI	12,66	33,43	79,14

Foram calculados também os mesmos indicadores para o sistema S1FEI nos meses de março a junho, conforme ilustrado na Tabela 10. Dessa forma, destaca-se a queda abrupta de produtividade observada em junho. Indicar tal parâmetro é importante pois ressalta aos supervisores operacionais do sistema a necessidade de intervenções e atendimentos pontuais, no instante da ocorrência de eventos inesperados, quanto a monitoramentos remotos.

Observou-se uma diferença média de desempenho com perda de 56%, entre os meses março e maio (média de 90%) e, especificamente, em junho (51%). Essa redução rápida de rendimento em junho de 2020 foi investigada, tendo sido constatado que decorreu de um desligamento parcial dos painéis fotovoltaicos, em virtude da ocorrência de fortes chuvas torrenciais que ocasionaram a elevação rápida do reservatório, em cerca de 9 m, em poucas horas do dia, conforme pode ser observado na Figura 4.

Tabela 10: Indicadores de desempenho de S1FEI em porcentagem (%).

Mês	FC	Y _F	PR
Março	19,29	41,66	86,67
Abril	19,11	137,57	94,16
Mai	15,39	114,51	89,44
Junho	8,08	40,73	50,51

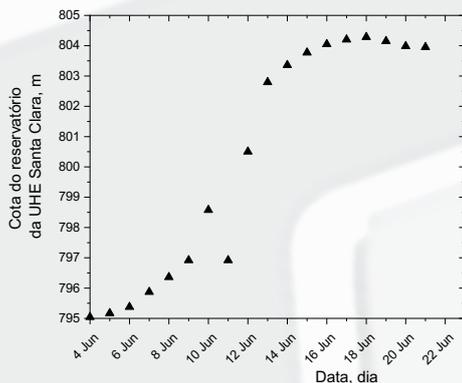


Figura 4: Gráfico da cota do reservatório da UHE Santa Clara, entre os dias 4 e 22 de junho de 2020, em função de uma forte chuva ocorrida no local e nos seus afluentes.

Como resultado, embora a causa ainda esteja sob investigação, houve um travamento parcial dos sistemas de ancoragem dinâmicos que deveriam ter acompanhado tal depleção, com uma subsequente inundação e afundamento de parte dos módulos flutuantes.

Como fatores da má funcionalidade parcial do sistema de ancoragem, já que nem todos tiveram a mesma perda observada, foram prescritas as influências de troncos arremessados contra os cabos de ancoragem; um travamento prévio dos cabos no momento de seca, cuja cota mínima foi considerada uma das mais baixas dos últimos anos, quando eles podem ter enroscado em troncos aderidos ao leito do reservatório, diminuindo a sua extensão na subida; o efeito “cabeleira” do cabo de aço, que se enrolou localmente, quando aliviado de tensão no mais baixo nível da água do reservatório. Tais fatores podem ter ocorrido de forma isolada ou mesmo combinada ao

travamento do conjunto de roldanas dos módulos de ancoragem afetados, sob algum efeito de torção que pode também ter sido causado pelo fluxo de água com arraste dos troncos e sujidades. Alguns exemplos das condições fortuitas observadas (setas indicativas) podem ser vistos na Figura 5.

4.3 Previsão de receita anual

O evento inesperado, de chuva torrencial, provocou a movimentação de troncos e galhos, que, por sua vez, provocou o travamento do sistema de contrapesos, ocasionando uma perda de produtividade na ordem de 50%. Porém, trouxe também uma oportunidade para análise de sensibilidade de risco em relação ao investimento inicial: isso permitiria analisar o experimento, caso ele tivesse custado o dobro do valor inicial.



Figura 5: Fotos ilustrativas de parte dos problemas ocorridos durante uma forte chuva torrencial e elevação rápida de nível do reservatório, na IFVF SC. As setas ilustram a presença de troncos arrastados contra a ilha e os problemas de afundamentos constatados.

A energia gerada pelos sistemas de acordo com a Tabela 7, convertida em $MWh \times dia^{-1}$ médios para os onze dias de operação, multiplicados pelo FE, em junho, respectivamente 1,62 e 1,27 para a inclinação de 0° e 26° , multiplicado por 365 dias, fornece uma previsão anual para a energia gerada.

Com a previsão de geração obtida por meio dos fatores de expansão, foram estimadas as receitas referentes à operação dos sistemas em relação ao VRES ou à tarifa do Grupo B1, conforme apresentado na Tabela 11.

Tabela 11: Previsão de receita anual dos sistemas fotovoltaicos instalados na UHE Santa Clara.

Sistema	Energia (MWh \times ano ⁻¹)	VRES (R\$)	Grupo B1 (R\$)
S1FEI	77,20	37.187,03	44.157,23
S2SDH	1,104	529,95	629,28
S3SEH	1,04	483,81	574,49
S4SEI	1,03	494,57	587,27
Total	80,33	38.695,35	45.948,27

4.4 Viabilidade econômica

Para a análise de viabilidade econômica foram adotados o horizonte de projeto de 25 anos, o IPCA de 8,01%, a taxa de

reajuste tarifário de 11,02% e uma taxa de desconto de 9,58% para um investimento inicial (S) de R\$ 1.035.000,00.

Para o cenário 01 com a receita anual estimada em R\$ 38.695,35, atualizada pelo IPCA, e aplicando uma taxa de desconto também de 8,01%, foi alcançado o VPL (NPV) positivo, apenas com 27 anos de operação, conforme a Tabela 12. Para 25 anos seria necessária a geração mínima de 86 MWh × ano com receita de R\$ 41.427,06.

Tabela 12: Indicadores financeiros do cenário 01 para a IFVF SC.

N	NPV	IRR	TIR	Payback
27	R\$ 9.774,56	8,01%	8,08%	14 anos e 10 meses

Para analisar a sensibilidade em relação à taxa de desconto, no cenário 02, foi utilizado o mesmo valor de receita anual estimado anteriormente, porém prevendo um reajuste tarifário de 11,02% e uma taxa de desconto de 9,58%. Assim, os indicadores para 25 anos de operação estão apresentados na Tabela 13.

Tabela 13: Indicadores financeiros do cenário 02.

N	NPV	IRR	TIR	Payback
25	R\$ 116.412,11	9,58%	10,45%	12 anos e 07 meses

No cenário 03, foi considerado o mesmo reajuste tarifário e a mesma taxa de desconto. Neste caso, a mudança foi aplicada no valor da receita anual estimado em R\$ 45.948,27, para consumidores (Grupo B1). Os indicadores estão apresentados na Tabela 14.

Tabela 14: Indicadores financeiros do cenário 03.

N	NPV	IRR	TIR	Payback
25	R\$ 332.228,68	9,58%	11,93%	11 anos e 04 meses

Para os três cenários, constata-se que, quanto maior a quantidade de energia exportada, menor o tempo de retorno do investimento. Para a mesma geração, quanto maior o valor da receita anual obtida por meio de melhores preços ou maiores reajustes, melhor o retorno do investimento em termos de VPL e TIR e menor o tempo de *Payback*. Por outro lado, quanto menor o investimento inicial, mais rápido o retorno do capital é alcançado.

4.5 Análise RETScreen

Utilizando o software na opção “Viabilidade”, é possível indicar as coordenadas do local de análise para obtenção de dados climáticos e também fornecer as características de cada um dos subsistemas de modo a estudar o funcionamento como um todo.

Para este experimento, o RETScreen indicou uma produção de 130,89 MWh em energia exportada para a rede, em cada um dos 25 anos do horizonte de projeto.

A aplicação da taxa de 8,01% ao ano resultou no valor de R\$ 63.052,00 em termos de VRES (R\$ 481,71 × MWh⁻¹), com VPL de R\$ 541.308,30, TIR de 11,83% e *payback* em dez

anos e um mês, conforme o fluxo de caixa apresentado na Tabela 15.

Tabela 15: Fluxos de caixa RETScreen do cenário 01 – VRES (R\$).

j	VRES (R\$)	
	CFj	Cumulativo R\$
0	- 1.035.000,00	-1.035.000,00
1	68.102,82	- 966.897,18
2	73.557,86	- 893.339,32
3	79.449,84	-813.889,47
4	85.813,78	-728.075,69
5	92.687,46	-635.388,23
6	100.111,73	-535.276,51
7	108.130,68	-427.145,83
8	116.791,94	-310.353,89
9	126.146,98	-184.206,91
10	136.251,35	-47.955,56
11	147.165,08	99.209,52
12	158.953,01	258.162,53
13	171.685,14	429.847,67
14	185.437,12	615.284,80
15	200.290,64	815.575,43
16	216.333,92	1.031.909,35
17	233.662,26	1.265.571,61
18	252.378,61	f1.517.950,22
19	272.594,14	1.790.544,36
20	294.428,93	2.084.973,28
21	318.012,68	2.402.985,97
22	343.485,50	2.746.471,47
23	370.998,69	3.117.470,16
24	400.715,68	3.518.185,84
25	432.813,01	3.950.998,85
TOTAL		3.950.998,85

Em termos de Grupo B1 (R\$ 572,00 × MWh⁻¹), o valor de energia exportada chegou a R\$ 74.870,64 com VPL de R\$ 836.765,90, TIR de 13,62% e *payback* em nove anos e cinco meses. Os dados resultantes estão apresentados na Tabela 16.

5 Conclusão

Neste estudo, o desempenho do sistema flutuante da IFVF SC foi comprometido pela ocorrência de um evento causado por intempérie local, com fortes chuvas e elevação rápida do nível do reservatório, em mais de 9 m, em poucas horas, no início de junho de 2020. O evento provocou uma sobrecarga no sistema de ancoragem e contrapesos resultando na imersão e no desligamento de grande parte

dos módulos dos painéis flutuantes instalados na ilha. O efeito fortuito foi prontamente identificado ao se compararem os índices de mérito da IFVF SC ou S1FEI, calculados entre os meses de março e maio e, especificamente, junho de 2020. Em função do evento, a energia gerada no período da pesquisa ficou 56% abaixo da média observada nos três meses anteriores, desde a sua ligação à rede elétrica. Para este experimento, o RETScreen indicou uma produção de, aproximadamente, 131 MWh em energia exportada para a rede, em cada um dos 25 anos do horizonte de projeto. No entanto, por causa do incidente, foi obtida a produção de aproximadamente 80 MWh.

Tabela 16: Fluxos de caixa RETScreen do cenário 01 - Grupo B1 (R\$).

j	Grupo B1 (R\$)	
	CFj	Cumulativo R\$
0	-1.035.000,00	-1.035.000,00
1	80.867,77	-954.132,23
2	87.345,28	-866.786,94
3	94.341,64	-772.445,30
4	101.898,40	-670.546,90
5	110.060,47	-560.486,43
6	118.876,31	-441.610,12
7	128.398,30	-313.211,82
8	138.683,01	-174.528,81
9	149.791,52	-24.737,30
10	161.789,82	137.052,52
11	174.749,18	311.801,70
12	188.746,59	500.548,29
13	203.865,19	704.413,48
14	220.194,79	924.608,28
15	237.832,40	1.162.440,67
16	256.882,77	1.419.323,45
17	277.459,08	1.696.782,53
18	299.683,55	1.996.466,08
19	323.688,21	2.320.154,29
20	349.615,63	2.669.769,92
21	377.619,84	3.047.389,77
22	407.867,19	3.455.256,96
23	440.537,36	3.895.794,32
24	475.824,40	4.371.618,71
25	513.937,93	4.885.556,65
TOTAL	4.885.556,65	

Em relação aos índices de mérito, analisados para o período de operação simultânea dos quatro sistemas, de onze dias, o fator de capacidade (FC) e a produtividade final (Y_F) foram calculados em razão da energia gerada e da capacidade instalada em cada sistema. Os dois índices

indicaram a melhor operação para sistema fixo com módulos inclinados a 26°. A produtividade desse sistema foi de 7,83% maior do que o sistema fixo com módulos horizontais e de 5,39% maior do que o sistema com o rastreador solar. A diferença de produtividade entre o sistema com módulos horizontais em relação ao sistema com rastreador foi de 2,44%, o que representou um acréscimo de 9,54% na energia gerada no período analisado. Nesse momento, não foi comparada a produção dos sistemas com módulos inclinados, S1FEI e S4SEI, devido à comprovação de que S1FEI não estava operando em condições similares à S4FEI. Em condições normais, a hipótese era de que S1FEI fosse o sistema mais eficiente, pelas razões expostas no referencial teórico, o que poderá ser analisado em experimentos futuros.

Dessa forma, a taxa de desempenho (PR), que considera também a radiação disponível (HSP), indicou o melhor desempenho do sistema com rastreamento solar, S2SDH, pois este sistema permitiu a captação de maior quantidade de radiação diária.

Quanto à viabilidade econômica, quanto menor o preço por kWp instalado, neste caso R\$ 10,06 \times Wp⁻¹, mais rápido ocorrerá o retorno do investimento. Porém, como visto, quanto maior foi o VRES ou o preço da tarifa e, com isso, as receitas com a geração, mais rápido ocorrerá o retorno do investimento. Isso também aconteceu de forma semelhante com as correções monetárias e reajustes tarifários.

Nos três cenários analisados, apesar do *payback* estar entre onze anos e quatro meses e quatorze anos e dez meses, nem sempre o valor presente líquido (VPL) se mostrou interessante.

Agradecimentos

Os autores agradecem à infraestrutura e ao apoio em recursos humanos e financiamento à ELEJOR S.A., projeto P&D 2945-01000/2017, à ANEEL, aos Institutos LACTEC, à URBS S.A. e ao IEP pelas bolsas; ao CNPq, bolsa DT, processo 302672/2016-8, ao Centro de Tecnologia Canmet ENERGY Varennes do Canadá pela disponibilidade do Software RETScreen e ao Programa de Pós-graduação em Mestrado Profissional LACTEC/IEP.

Referências

- [1] RANJBARAN, P.; YOUSEFI, H.; GHAREHPETIAN, G. B.; ASTARAEI, F. R. A review on floating photovoltaic (FPV) power generation units. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 110, 332-347, 2019.
- [2] JEONG, H.; CHOI, J.; LEE, H.; OK, Y. Characteristics of floating photovoltaic power generation based on probability statistics. In.: 10th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE 2019 - ECCE Asia), IEEE, 2019. INSPEC Accession Number: 18923244.
- [3] LIU, L.; WENNESTEN, R. Evaluating the benefits of integrating floating photovoltaic and pumped storage power system. *Energy Conversion and Management*, 194, 173-185, 2019.

- [4] 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*, 25, 284-289, 2013.
- [5] SAHU, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: a review. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 66, 815-824, 2016.
- [6] KIM, S. M.; OH, M.; PARK, H. D. Analysis and Prioritization of the Floating Photovoltaic System Potential for Reservoirs in Korea, *Applied Science*, 9, 3, 395-412, 2019.
- [7] RAUF, H. GULL, M. S.; ARSHAD, N. Integrating floating solar PV with hydroelectric power plan: analysis of Ghazi Barotha Reservoir in Pakistan. In: 10 th International Conference on Applied Energy (ICAE 2018), Hong Kong, China. *Energy Procedia*, 158, 816-821, 2019.
- [8] REIS, J. Usinas fotovoltaicas flutuantes: potencial brasileiro atrai interesse. *Eletricidade Moderna, Fotovolt*, 5, 23, 30-42, 2019. ISSN 2447-1615.
- [9] GALDINO, M. A. E.; OLIVIERI, M. M. de A. Some Remarks about the Deployment of Floating PV in Brazil. *Journal of Electrical Engineering*, 5, 10-19, 2017.
- [10] JAMBERSI, A. B.; PEREIRA, J. A.; TURRA, A. E.; SILVA, S. da. Modelo dinâmico de um módulo da planta solar fotovoltaica flutuante instalada no lago da usina hidrelétrica de Porto Primavera-SP. In: CONFERÊNCIA BRASILEIRA DE DINÂMICA, CONTROLE E APLICAÇÕES. DINCON 2017. São José do Rio Preto/SP, 1-8, 2017.
- [11] MCKAY A. FVs: Quantifying the Benefits of a Hydro-Solar Power Fusion Pomona Senior Theses; 2013.
- [12] MESECK S.L., ALIX J.H., WIKFORS G.H. Photoperiod and light intensity effects on growth and utilization of nutrients by the aquaculture feed microalga, *Tetraselmis chui* (PLY429). *Aquaculture*, 246, 393-404, 2005.
- [13] BOEUF G., LE BAIL P-Y. Does light have an influence on fish growth? *Aquaculture*, 177, 129-52, 1998.
- [14] DAVIES-COLLEY R.J., SMITH D.G. Turbidity Suspended sediment, and water clarity: a Review. *JAWRA Journal Am Water Resour Assoc*, 37, 1085-101, 2001.
- [15] BAHADARAH H.; SUBHAN A.; GANDHIDASAN P.; REHMAN S. Performance evaluation of a PV (photovoltaic) module by back surface water cooling for hot climatic conditions. *Energy*, 59, 445-453, 2013.
- [16] BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Expansão da geração solar fotovoltaica flutuante: aspectos tecnológicos e ambientais relevantes ao planejamento. Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-466/NT%20Solar%20Fotovoltaica%20Flutuante.pdf>>. Acesso em 18.set.2020.
- [17] URBANETZ JUNIOR, J.; CHINVELSKI, T.; SIMÃO, C. A. F.; MAKISHI, L. M. M. Primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica homologado pela Copel. In: V CBENS CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 31 a 03 de abr. de Recife, PE, Brasil, 2014.
- [18] OLIVEIRA, R. D. e; VIEIRA JUNIOR, J. C. de M. Analysis of the impacts of the joint operation between fotovoltaic generators and small hydroelectric plants. *Revista Espaço Energia Copel*, 30, 9-20, 2019.
- [19] CASSARES, M. A. R. Avaliação operacional de sistemas fotovoltaicos com seguimento solar: sistemas com e sem concentração. 151 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo. Programa de Pós-Graduação em Energia, São Paulo, 2016. Disponível em <<http://www.repositorio.jesuita.org.br/handle/UNISINOS/4909>> Acesso em: 19 jan. 2019.
- [20] HOSENUZZAMANA, M.; RAHIMAB, N.A.; SELVARAJA, J.; HASANUZZAMANA, M.; MALEKA, A.B.M.A.; NAHARA, A. Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 284-297, 2015.
- [21] BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Portaria n 65, de 27 de fevereiro de 2018. Estabelece novos Valores Anuais de Referência Específicos - VRES, para os Sistemas de Geração Distribuída. Brasília: MME, 2018c. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2018065mme.pdf>>. Diário Oficial da União. Acesso em: 19 nov. 2018.
- [22] FREITAS, L. S. de; SOUSA, N. A.; PINHEIRO, A. N.; OLIVEIRA, M. L. M. de. Viabilidade de um sistema fotovoltaico ligado à rede em instituição pública: estudo de caso usando RETScreen *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, v.6, n.4, 2017, p. 763-786.
- [23] COSTA, A. C. de A.; SILVA, R. B. da; CARVALHO, P. C. M. de; FREIE, J. V. de F. F. e; CLEMENTE, J. M. Metodologia de planejamento de sistema fotovoltaico integrado à edificação: estudo de caso para o Instituto da Primeira Infância (IPREDE). In: VII CBENS CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 17 a 20 de abr. de 2018, Gramado, RS, Brasil. Disponível em <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/download/17/17/>>. Acesso em: 20 nov. 2018.
- [24] CANADÁ. Minister of Natural Resources Canada 2001-2005. RETScreen International Clean Energy Decision Support Centre. Clean Energy Project Analysis: RETScreen Engineering & Cases Textbook. Montreal, Quebec, Canada, 3ª ed. set. 2005. Disponível em <http://publications.gc.ca/collections/collection_2007/nrcan-ncan/M154-13-2005E.pdf>
- [25] PORTELLA, K. F.; ALBERTI, E. L.; PALUDO, R.; CARNEIRO, G. et al. Avaliação de sistemas elétricos fotovoltaicos flutuantes, estáticos e dinâmicos e suas implicações ambientais no meio aquático: estudo de caso na barragem UHE Santa Clara PROJETO PD 2945-1000-S01/2017, 2019.
- [26] PORTELLA, K. F.; PALUDO, R.; CARNEIRO, G. L.; BERNARDO, J. W. Y.; SIECIECHOWICZ, M. S. F.; BRAGANÇA, M. O. G. P.; ARRUDA, N. M. B.; ALBERTI, E. L.; PORTELLA, A. C. F.; OLIVEIRA, M.; BORGES, W. M. Feasibility and environmental sustainability of a 103.5 kWp floating photovoltaic electrical system with a case study in a hydroelectric power plant, Santa Clara HPP, located in the South of Brazil region. *International Journal of Advanced Engineering Research and Science*. dx.doi.org/10.22161/ijaers.5.6.4, 2018.



- [27] PALUDO, R.; CARNEIRO, G. L.; PORTELLA, K. F.; ALBERTI, E. L. Sistema modular de flutuadores para painéis fotovoltaicos em meios aquáticos. INPI-BR-10-2018-010821-2. 28/05/2018.
- [28] PALUDO, R.; CARNEIRO, G. L.; PORTELLA, K. F.; ALBERTI, E. L. Configuração aplicada a/em flutuador painel fotovoltaico. INPI-BR-30-2018-002288-2. 30/05/2018.

