



INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES
Autarquia Associada à Universidade de São Paulo

Simulação matemática e viabilidade técnica da instalação de sistemas solares flutuantes em reservatórios de hidrelétricas no Brasil

RUBENS DE OLIVEIRA PASSOS

Dissertação apresentada como parte dos requisitos para obtenção do Grau de Mestre em Ciências na Área de Tecnologia Nuclear - Materiais

Orientadora:
Profa. Dra. Nilce Ortiz

São Paulo
2023

INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES

Autarquia associada à Universidade de São Paulo

Simulação matemática e viabilidade técnica da instalação de sistemas
solares flutuantes em reservatórios de hidrelétricas no Brasil

Versão Corrigida

Versão Original disponível no IPEN

RUBENS DE OLIVEIRA PASSOS

Dissertação apresentada como parte
dos requisitos para obtenção do Grau
de Mestre em Ciências na Área de
Tecnologia Nuclear – Materiais

Orientadora:

Prof.(a) Dra. Nilce Ortiz

São Paulo

2023

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Como citar:

PASSOS, R. ***Simulação matemática e viabilidade técnica da instalação de sistemas solares flutuantes em reservatórios de hidrelétricas no Brasil.*** 2023. 140 f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia Nuclear), Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, IPEN-CNEN, São Paulo. Disponível em: <<http://repositorio.ipen.br/>> (data de consulta no formato: dd/mm/aaaa)

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema de geração automática da Biblioteca IPEN,
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Passos, Rubens

Simulação matemática e viabilidade técnica da instalação de sistemas solares flutuantes em reservatórios de hidrelétricas no Brasil / Rubens Passos; orientadora Nilce Ortiz. -- São Paulo, 2023.

140 f.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Tecnologia Nuclear (Materiais) -- Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, São Paulo, 2023.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Autor: Rubens de Oliveira Passos

Título: Simulação matemática e viabilidade técnica da instalação de sistemas solares flutuantes em reservatórios de hidrelétricas no Brasil

Dissertação apresentada como parte dos requisitos para obtenção do Grau de Mestre em Ciências na Área de Tecnologia Nuclear – Materiais

Data: 16 / 10 / 2023

Banca Examinadora

Prof.(a) Dra.: Nilce Ortiz

Instituição: IPEN / USP Julgamento: Aprovado

Prof. Dr.: Gonçalo Siqueira

Instituição: POLI / USP Julgamento: Aprovado

Prof. Dr.: Anderson Clayton Nascimento Ribeiro

Instituição: ITA Julgamento: Aprovado

Prof. Dr.: _____

Instituição: _____ Julgamento: _____

AGRADECIMENTOS

A concretização desta dissertação de mestrado, contém uma jornada permeada por desafios, que contou com importantes apoios e estímulos, que sou eternamente grato, e que sem os mesmos não se teria tornado realidade.

Agradeço a Deus pelos dons que me foram concedidos nesta vida e que contribuíram para a realização deste projeto.

Especialmente a minha orientadora Prof.(a) Dra. Nilce Ortiz, pelo total apoio e saber transmitido, pelas considerações na solução de dúvidas e dificuldades que foram surgindo ao longo da realização deste trabalho.

A minha querida esposa Nádia Regina, e meus filhos; Lorena, Sophia e Henrique, pelo amor e apoio nas várias horas que estive ausente, devido ao desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus pais (In memoriam) e minha irmã Vera Lucia, pela amizade e atenção dedicada quando sempre precisei.

A todos amigos do curso de mestrado que compartilharam dos inúmeros desafios que enfrentamos, sempre com espírito colaborativo.

Também quero agradecer ao IPEN e seu corpo docente, em particular ao Prof. Dr. José Antônio Seneda pela grande atenção dispensada, que se tornou essencial para que o projeto fosse concluído.

RESUMO

Para atender a demanda crescente de energia deve se buscar o aumento da oferta com compromisso de geração de energia limpa e renovável, visando à redução da emissão dos gases de efeito estufa. No Brasil a matriz elétrica é predominante hidráulica, e o nível de volume útil dos reservatórios tem se mostrado com tendência de redução da capacidade de armazenamento ao longo dos anos. Dentro deste contexto, este trabalho apresenta um estudo de viabilidade de operação de Usina Fotovoltaica Flutuante (UFVF), em sistema híbrido com Usina Hidrelétrica (UHE), tomando como referência a Usina Hidrelétrica de Ilha Solteira, com possível compreensão de outros reservatórios e situações similares. Utilizando a base de dados de órgãos governamentais foi realizado o levantamento da produção diária de energia hídrica e vazão correspondente da Usina Hidrelétrica selecionada. O software PVsyst foi utilizado como ferramenta de simulação para geração de um potencial de 480MWp de energia fotovoltaica. A modelagem matemática foi realizada com o software MATLAB, analisando 12 cenários para distribuição racional da produção de energia elétrica, considerando a operação híbrida da Usina Hidrelétrica (UHE) e Usina Fotovoltaica Flutuante (UFVF). Os dados obtidos neste estudo, nos diferentes cenários analisados, mostram uma redução mensal média de 6% na geração de energia por fonte hídrica e 7% do volume de água turbinada, viabilizando a produção de energia elétrica da Usina Fotovoltaica Flutuante como reserva de energia hídrica, e contribuição na redução de CO₂ atmosférico, evitando a emissão de 47.831 tCO₂/ano. A avaliação financeira considerando os equipamentos usados na plataforma flutuante, mostra um custo de R\$ 4,15/Wp para implantação da Usina Solar Fotovoltaica Flutuante e R\$ 3,52/Wp de mesma capacidade no solo, ainda assim a Usina Fotovoltaica Flutuante é vantajosa, devido utilizar o lago do reservatório para instalação dos painéis fotovoltaicos, não necessitando adquirir grandes áreas, e ainda com a possibilidade de utilizar o sistema de transmissão de energia existente da Usina Hidrelétrica.

Palavras-chave: Energia Solar, Usina Hidrelétrica, Usina Fotovoltaica Flutuante, Gases de Efeito Estufa, Avaliação Financeira, Perspectivas Económicas.

ABSTRACT

To meet the growing demand for energy, efforts must be made to increase supply with a commitment to generating clean and renewable energy, with a view to reduce greenhouse gas emissions. In Brazil, the electrical matrix is predominantly hydraulic, and the level of useful volume of reservoirs has shown a tendency to reduce storage capacity over the years. Within this context, this work presents a feasibility study for the operation of a Floating Photovoltaic Plant (FPVP), in a hybrid system with a Hydroelectric Plant (HPP), taking the Ilha Solteira Hydroelectric Plant as a reference, with an understanding of other reservoirs and similar situations. Using the database of government agencies, a survey was conducted of the daily production of water energy and the corresponding flow of the selected hydroelectric power plant. The PVsyst software was used as a simulation tool to generate a potential of 480MWp of photovoltaic energy. Mathematical modeling was conducted with MATLAB software, analyzing twelve scenarios for rational distribution of electricity production, considering the hybrid operation of the Hydroelectric Power Plant (HPP) and Floating Photovoltaic Plant (FPVP). The data obtained in this study, in the different analyzed scenarios, show an average monthly reduction of 6% in the generation of energy by water source and 7% in the volume of turbinated water, enabling the production of electric energy from the Floating Photovoltaic Plant in stock reserves of hydro energy, and contribution to the reduction of atmospheric CO₂, avoiding the emission of 47,831 tCO₂/year. The financial assessment considering the equipment used on the floating platform shows a cost of R\$ 4.15/Wp for the implementation of the Floating Solar Photovoltaic Plant and R\$ 3.52/Wp for the same capacity on the ground, even so the Floating Photovoltaic Plant is advantageous, due to using the reservoir lake to install photovoltaic panels, not needing to acquire large areas, and also with the possibility of using the existing energy transmission system of the Hydroelectric Plant.

Keywords: Solar energy, Hydroelectric Power Plant, Floating Photovoltaic Power Plant, Greenhouse Gases, Financial Evaluation, Economic Perspectives.

LISTA DE TABELAS

	Página
Tabela 1 – Resoluções e leis no âmbito federal.....	25
Tabela 2 – Fatores estimados de emissão de CO ₂ do sistema Brasileiro.....	27
Tabela 3 - Principais referências de estudos sobre a utilização de UFVF	30
Tabela 4 - Ângulo de inclinação em relação à velocidade do vento.....	40
Tabela 5 - Valores de albedo para corpo d'água.....	50
Tabela 6 - Especificação do módulo fotovoltaico.....	66
Tabela 7 - Especificação do inversor CC/CA.....	67
Tabela 8 - Produção diária de energia por fonte hídrica (UHE).....	68
Tabela 9 - Produção média diária de energia solar (MW).....	69
Tabela 10 - Temperaturas e classificações máximas de módulos fotovoltaicos.....	72
Tabela 11a - Produção média diária de energia solar (MW) período úmido.....	73
Tabela 11b - Produção média diária de energia solar (MW) período seco.....	73
Tabela 12a - Produção diária hídrica e fotovoltaica período úmido - UHE Máx.....	74
Tabela 12b - Produção diária hídrica e fotovoltaica período úmido - UHE Min.....	75
Tabela 12c - Produção diária hídrica e fotovoltaica período seco - UHE Máx.....	76
Tabela 12d - Produção diária hídrica e fotovoltaica período seco - UHE Min.....	77
Tabela 13 - Vazão média diária turbinada pela UHE de Ilha Solteira.....	78
Tabela 14a - UFVF - Vazão equivalente - período úmido.....	80
Tabela 14b - UFVF - Vazão equivalente - período seco.....	80
Tabela 14c - Vazão equivalente em sistema híbrido.....	81
Tabela 15 - Configuração UFVF.....	82
Tabela 16 - Comparação de custos de investimentos da UFVF e a UFV em solo.....	90
Tabela 17 - CAPEX Usina Flutuante.....	90
Tabela 18 - OPEX Usina Flutuante.....	91
Tabela 19 - Cálculo de Pay back.....	92

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 01 – Estrutura do setor elétrico Brasileiro	15
Figura 02 – Sistema interligado nacional (SIN).....	16
Figura 03 – Célula fotovoltaica de silício cristalino	17
Figura 04 – Conjunto painel solar	18
Figura 05 – Participação da energia fotovoltaica na matriz elétrica Brasileira	19
Figura 06 – Plano decenal de expansão de energia 2027	20
Figura 07 – Diagrama do ciclo de vida para painéis fotovoltaicos.....	21
Figura 08 – Responsabilidade compartilhada pelo ciclo de vida dos produtos.....	23
Figura 09 – Principais componentes do sistema fotovoltaico flutuante.....	31
Figura 10 – Componentes básicos de uma estrutura flutuante.....	32
Figura 11 – Flutuador hydrelio.....	33
Figura 12 – Plataforma de estrutura de metal.....	33
Figura 13 – Plataforma UFVF - membrana.....	34
Figura 14 – Esquema dos tipos de ancoragem.....	35
Figura 15 – Sistema de amarração de âncora.....	36
Figura 16 – Métodos de conexão de âncora.....	36
Figura 17 – Plataforma com rastreamento de eixo vertical e propulsores.....	37
Figura 18 – Representação das forças de arrasto numa planta UFVF.....	40
Figura 19 – Forças do vento em sistemas fotovoltaicos flutuantes.....	41
Figura 20 – Planta solar flutuante do Japão.....	42
Figura 21 – Dejetos de pássaros em módulos flutuantes.....	45
Figura 22 – Potencial de energia (UFVF) em reservatórios por continente.....	51
Figura 23 – Potencial de geração (UFVF) nas principais UHE´s do Brasil.....	52
Figura 24 – Interconexão dos sistemas a rede de transmissão	53
Figura 25 – Planta (UFVF) no reservatório da (UHE) de Sobradinho-BA.....	54
Figura 26 – Procedimento metodológico.....	55
Figura 27 – Cenários de geração de energia elétrica em sistemas híbridos.....	57
Figura 28 – UHE de Ilha Solteira-SP.....	60
Figura 29 – Geração hidrelétrica na UHE de Ilha Solteira-SP.....	61
Figura 30 – Clima em Ilha Solteira.....	62

Figura 31 – Velocidade média do vento em Ilha Solteira.....	63
Figura 32 – Média diária de energia solar em Ilha Solteira-SP.....	64
Figura 33 – Irradiação solar da região de Ilha Solteira-SP.....	65
Figura 34 – Gráfico da produção média diária de energia solar (MW).....	69
Figura 35 – Curvas de eficiência de um modulo fotovoltaico.....	71
Figura 36 – Cenários de produção diária de energia no período úmido.....	83
Figura 37 – Cenários de produção diária de energia no período seco.....	84
Figura 38 – Produção diária de energia da UHE em diferentes cenários.....	85
Figura 39 – Cenários do armazenamento estatístico de água no período úmido.....	86
Figura 40 – Cenários do armazenamento estatístico de água no período seco	87
Figura 41 – Vazão diária em diferentes cenários	88
Figura 42 – Balanço das emissões de CO ₂ evitadas.....	89

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

AC.....	Corrente Alternada
ANA.....	Agência Nacional de Águas
ANEEL.....	Agência Nacional de Energia Elétrica
CRESESB.....	Centro de Ref. Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
CEPEL.....	Centro de Pesquisa em Energia Elétrica
CGH.....	Centrais Geradoras Hidrelétricas
CO ₂	Dióxido de Carbono
CONAMA.....	Conselho Nacional do Meio Ambiente
DC.....	Corrente Contínua
EOL.....	Usina Eólica
FV.....	Fotovoltaica
GEE.....	Gases de Efeito Estufa
GW.....	Gigawatt
GWh.....	Gigawatt hora
IEEFA.....	Institute for Energy Economics and Financial Analysis
INMET.....	Instituto Nacional de Meteorologia
km.....	Quilometro
km ²	Quilometro Quadrado
kWp.....	Quilowatt pico
MW.....	Megawatt
MWh.....	Megawatt hora
MWp.....	Megawatt pico
ONS.....	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH.....	Pequenas Centrais Hidrelétricas
SIN.....	Sistema interligado nacional

UFV.....Usina fotovoltaica

UFVF.....Usina fotovoltaica flutuante

UHE.....Usina hidrelétrica

UTE.....Usina Térmica

SUMÁRIO

1	Introdução.....	14
1.1	Estrutura Institucional do setor elétrico Brasileiro.....	15
1.2	Sistema Interligado Nacional (SIN).....	16
1.3	Energia solar.....	16
1.3.1	Fabricação de painéis fotovoltaicos.....	17
1.3.2	Célula solar fotovoltaica.....	17
1.3.3	Painel solar montado.....	18
1.4	Tecnologia fotovoltaica.....	18
1.5	Meio ambiente: preservação, importância e impactos.....	20
1.5.1	Política Nacional dos Resíduos Sólidos (PNRS).....	22
1.6	Aspectos tecnológicos e ambientais relevantes ao planej. de UFVF.....	24
1.7	Níveis de emissão de CO ₂	25
2	Objetivos.....	27
2.1	Objetivo Específico.....	27
3	Justificativa.....	28
4	Revisão da Literatura.....	30
4.1	Tecnologia Solar Fotovoltaica Flutuante.....	30
4.2	Estrutura Flutuante.....	31
4.3	Plataforma Flutuante	32
4.3.1	Flutuadores Plenos.....	32
4.3.2	Flutuadores com estruturas metálicas.....	33
4.3.3	Membranas e tapetes.....	34
4.4	Sistemas de ancoragem e amarração.....	34
4.5	Sistemas de rastreamento.....	36
4.6	Determinação das forças estáticas devido ao vento.....	37
4.7	Tensões aplicadas aos cabos de ancoragem e amarração.....	42
4.8	Cabeamento elétrico.....	42
5	Potenciais benefícios e desafios de usinas flutuantes.....	43
5.1	Eficiência dos módulos fotovoltaicos.....	43
5.2	Manutenção nos módulos fotovoltaicos.....	44
5.3	Sombreamento.....	46
5.4	Evaporação dos reservatórios.....	46
5.5	Impactos na vida aquática.....	47
5.6	Uso da terra.....	48
5.7	Instalação e manutenção.....	49
5.8	Vida útil dos equipamentos.....	49
5.9	Albedo.....	50
5.10	Dados Internacionais.....	50
5.11	Potencial de sistemas flutuantes em reservatórios de UHE no Brasil.....	51

6	Sistema híbrido solar flutuante e usina hidrelétrica.....	52
7	UFVF de Sobradinho-BA.....	53
8	Metodologia.....	54
8.1	Análise da capacidade de geração hidráulica e fotovoltaica.....	58
9	Estudo por simulação - UHE de Ilha Solteira.....	60
9.1	Clima e condições meteorológicas em Ilha Solteira.....	61
9.1.1	Velocidade média do vento em Ilha Solteira.....	62
9.1.2	Energia solar.....	63
9.2	Dimensionamento da UFVF de Ilha Solteira-SP.....	64
9.2.1	Painel fotovoltaico.....	65
9.2.2	Inversor CC/CA.....	66
9.2.3	Estimativa da produção de energia elétrica por fonte hídrica.....	67
9.2.4	Estimativa da produção de energia elétrica por fonte solar.....	68
9.2.5	Eficiência de um módulo solar fotovoltaico.....	70
9.2.6	Vazão equivalente da UFVF.....	78
10	Resultados obtidos.....	81
10.1	Armazenamento de água no reservatório da UHE.....	85
11	Balanco das emissões de CO ₂	88
12	Avaliação financeira.....	89
12.1	Visão econômica.....	91
13	Conclusão e considerações finais.....	93
14	Referências bibliográficas.....	94
	Anexo A - Estrutura institucional do setor elétrico Brasileiro.....	99
	Anexo B - Sistema interligado nacional (SIN).....	101
	Anexo C - Sílicio.....	103
	Anexo D - Validação do software PVsyst.....	113
	Anexo E - Relatório de simulação do PVsyst.....	134

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico é de vital importância para a economia de um país, tendo a necessidade de busca de tecnologias que promovam a geração de energia de forma sustentável e tecnologicamente viável. A eletricidade produzida a partir de painéis solares fotovoltaicos (PV) é limpa e isenta de emissões de CO₂ em comparação com a produção de eletricidade baseada em combustíveis fósseis. No entanto, a instalação de painéis solares diretamente sobre o solo tem algumas limitações, especialmente em países onde não há espaço territorial suficiente para instalação. Como alternativa, os sistemas fotovoltaicos flutuantes (UFVF), contam com vantagens competitivas em termos de eficiência e preservação do meio ambiente, principalmente no tocante à instalação de módulos fotovoltaicos em grande escala em lagos de reservatórios de Usinas Hidrelétricas (UHE) (FARFAN e BREYER,2018).

A Energia fotovoltaica flutuante foi desenvolvida para resolver problemas de disponibilidade de energia em áreas de preservação ambiental e com limitação de espaço em comparação com a construção de hidrelétricas (UHE), e pode operar em modo complementar, utilizando a energia elétrica gerada pela hidrelétrica e pela fonte fotovoltaica, permitindo a redução do consumo de água das turbinas, promovendo a conservação da água para uso posterior, equilibrando o sistema quando a demanda energética é potencialmente mais valiosa, como no início da noite, no horário de pico de carregamento (AN et al.,2015). A partir da perspectiva do sistema elétrico de potência há a sugestão que a usina fotovoltaica pode ser considerada com uma “turbina hidráulica virtual”, gerando a mesma potência de uma turbina hidráulica, contribuindo no despacho de energia exigido do gerador da usina hidrelétrica (AN et al.,2015). Toda energia compensada pela planta fotovoltaica será armazenada em forma de energia potencial de volume de água no reservatório. A energia intermitente e não despachável da fonte fotovoltaica quando operada de forma individual é, portanto, convertida em energia estável, constante e despachável quando integrada à usina hidrelétrica. Esta última, por sua vez, poderá armazenar mais energia para utilização durante os períodos críticos de estiagem, e adicionalmente contribuir na redução da utilização de usinas termelétricas poluidoras, principalmente no abatimento das emissões de CO₂ (SAHU et al.,2015).

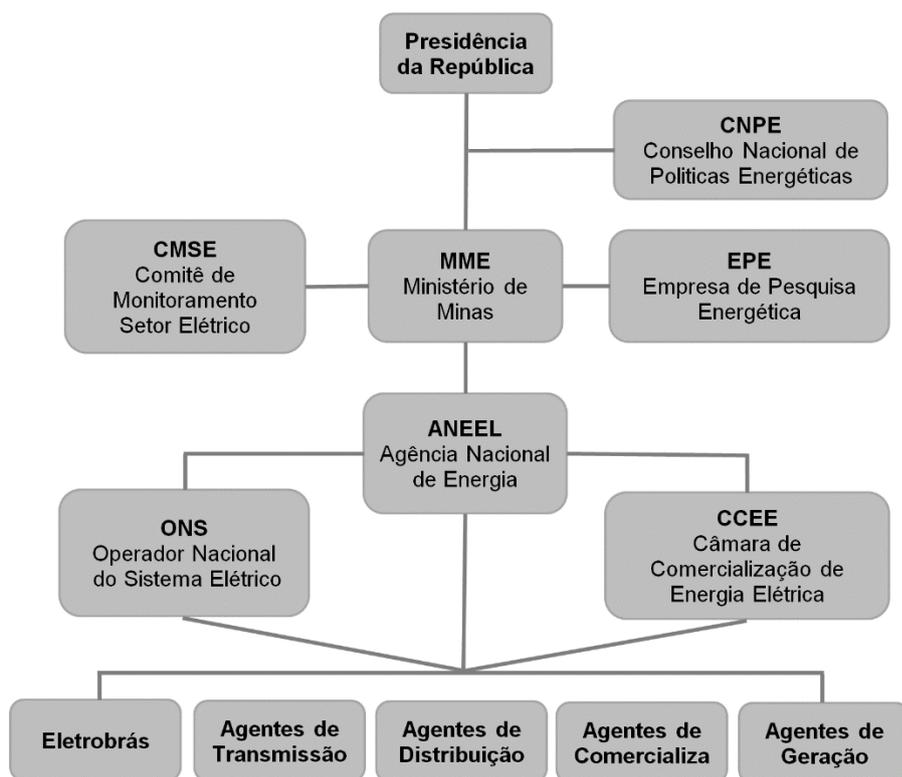
1.1 Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

A estrutura atual do Setor Elétrico Brasileiro é regulada pela Lei nº 10.848/2004 e Decreto nº 5.163/1994, que visa atingir três objetivos principais:

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica.
- Promover a modicidade tarifária.
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

Na Figura 1 mostra uma visão global da estrutura institucional do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). No anexo A é detalhado as áreas de responsabilidade de cada entidade.

Figura 1 – Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro.

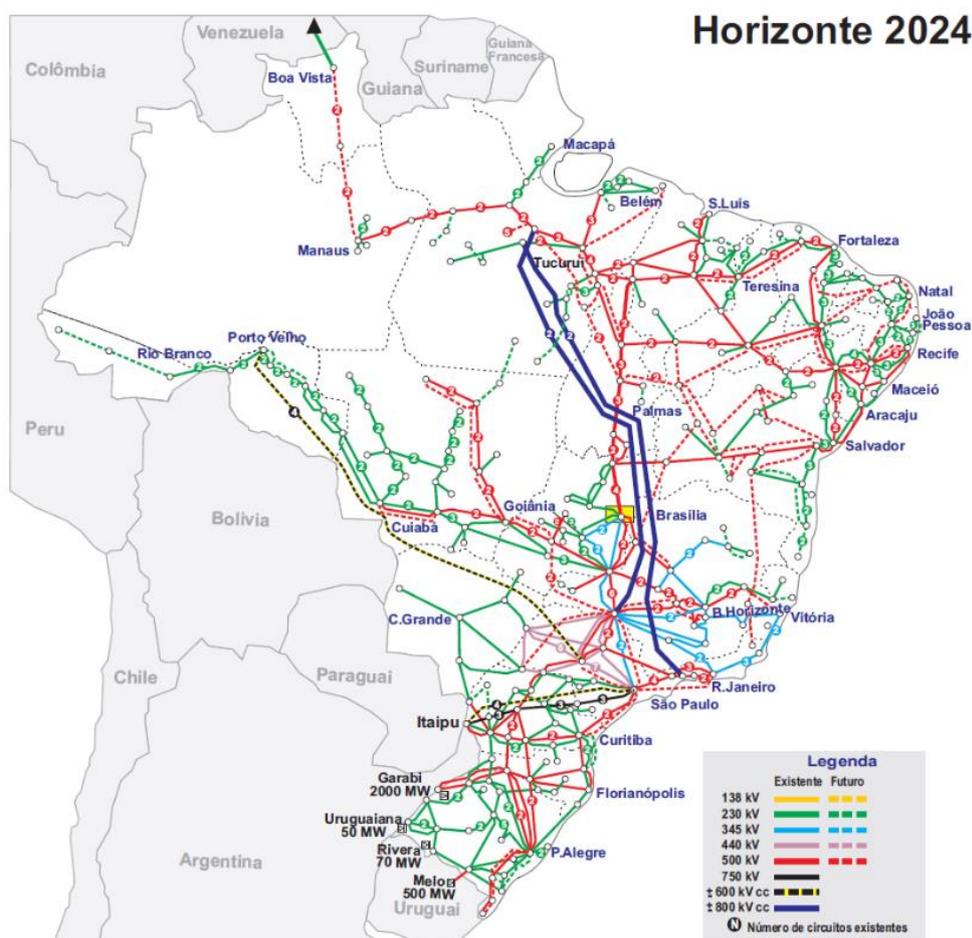


Fonte: Aneel, 2022

1.2 Sistema Interligado Nacional (SIN).

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas. A capacidade instalada de geração é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas. A figura 2 mostra a configuração do (SIN), para detalhamento consultar anexo B.

Figura 2 – Sistema Interligado Nacional



Fonte: ANEEL (2022)

1.3 Energia Solar

Os estudos da viabilidade de utilização da radiação solar são importantes no contexto brasileiro e global de geração de energia, uma vez que as tecnologias acerca de sua utilização permitem transformar energia solar em energia útil, seja pelo uso

final de energia térmica, como pela produção de eletricidade. O conceito principal do uso desta fonte consiste na captação da radiação solar disponível por meio de equipamentos específicos para a geração de energia elétrica renovável e de baixo custo (SAHU et al.,2015).

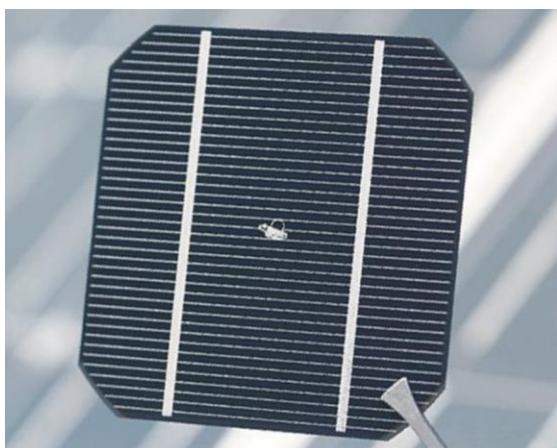
1.3.1 Fabricação de Painéis Fotovoltaicos

Vários processos individuais ligados e contínuos colocam as células fotovoltaicas em um painel fotovoltaico. Os painéis fotovoltaicos devem ser fabricados utilizando-se a melhor tecnologia para que eles possam durar por décadas conforme foram projetados (PINHO e GALDINO,2014).

1.3.2 Célula Solar Fotovoltaica

As células solares (Figura 3) são feitas a partir de uma "fatia" de cristal de silício ultrapuro e precisam ser manuseadas com extremo cuidado pois trincam com muita facilidade (Anexo C). O processo de fabricação do painel solar foi criado para proteger as células e fazer com que a placa de luz solar produza energia por décadas. A célula fotovoltaica é a "vida" do painel solar, é ela que através de uma reação físico-química transforma a luz do sol em energia elétrica. Ela representa aproximadamente 60% do custo de um painel solar. São muito finas com aproximadamente 185 microns de espessura (menos de 2mm) (PINHO e GALDINO,2014).

Figura 3 - Célula fotovoltaica de silício cristalino

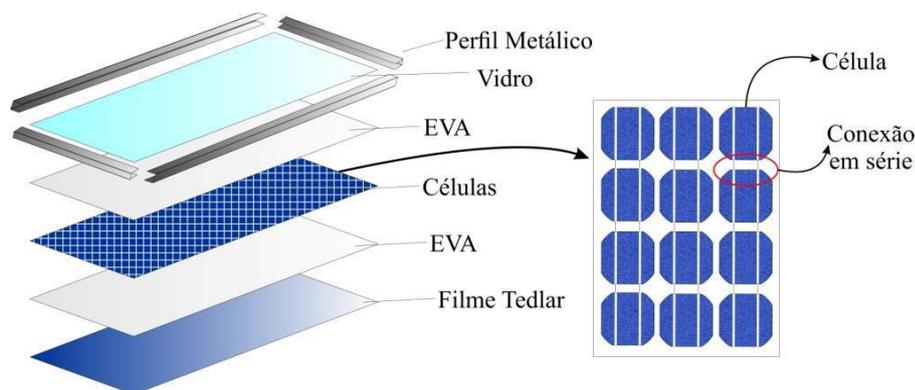


Fonte: energyBrasil (2022)

1.3.3 Painel Solar Montado

Os painéis ou módulos fotovoltaicos são formados por um agrupamento de células conectadas eletricamente. Uma célula fotovoltaica consegue fornecer uma tensão elétrica de até aproximadamente 0,6V. Para produzir módulos com tensões de saída maiores, os fabricantes conectam várias células em série (Figura 4). Tipicamente, um módulo tem 36, 54, 60 ou mais células, dependendo de sua classe de potência (PINHO e GALDINO,2014).

Figura 4 - Conjunto Painel Solar



Fonte: Cresesb (2022)

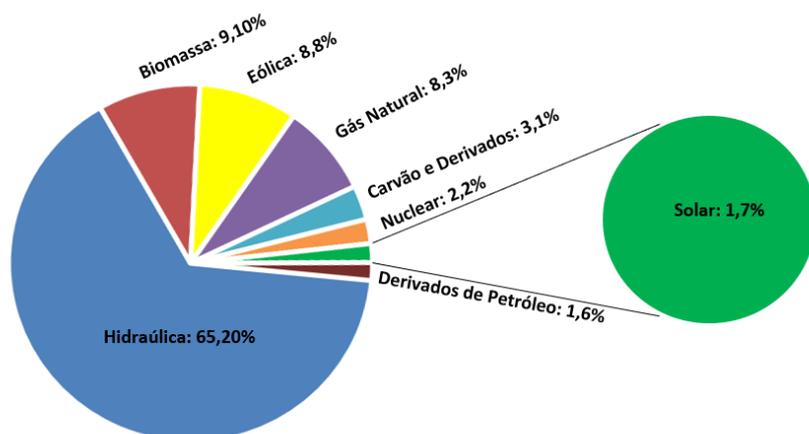
1.4 Tecnologia Fotovoltaica

A tecnologia fotovoltaica é uma das formas de utilização da energia solar para geração de eletricidade. Com durabilidade estimada de 25 anos, estes sistemas são formados por células solares compostas de materiais semicondutores que após incidência solar geram o potencial elétrico. Os sistemas podem ser classificados de acordo com sua relação com a rede elétrica de distribuição, podendo ser autônomos (*off-grid*), conectados à rede (*on-grid*) ou híbridos (PINHO e GALDINO,2014). Um fator importante a ser determinado no projeto é a orientação dos módulos, para garantir que a captação ocorra quando sua superfície está posicionada perpendicularmente a direção da radiação solar na face norte, podendo apresentar uma estrutura fixa ou com sistema de rastreamento (REIS et al.,2019). A energia fotovoltaica (FV) como fonte de geração de energia elétrica renovável é uma das mais promissoras do mundo. No entanto, a instalação de painéis solares diretamente

sobre o solo pode causar alguns problemas, especialmente em países onde não há espaço suficiente para a instalação. Como alternativa, os sistemas fotovoltaicos flutuantes, contam com vantagens competitivas em termos de eficiência e preservação do meio ambiente, principalmente no tocante à instalação de módulos fotovoltaicos flutuantes em grande escala localizados em lagos de barragens e reservatórios de Usinas Hidrelétricas (UHE) (SUN et al.,2020). A implantação de sistemas fotovoltaicos flutuantes está ocorrendo em todo o mundo, sendo que a maioria dos sistemas existentes se tornaram operacionais a partir de 2014.

A utilização de sistemas híbridos com UFVF e UHE tende a aumentar a receita de geração, e redução de custo de investimento uma vez que pode ser utilizada toda a infraestrutura já instalada para a usina hidrelétrica, em conexão com o parque solar. Conforme consulta realizada no período 2019 a 2020, não foi registrado nenhum leilão de energia renovável (EPE, 2022). Mas o retrato do Brasil, referente ao período de 2016 a 2018, mostra que a capacidade instalada da energia solar fotovoltaica no país teve um salto de 0,1% para 1,4% de participação na matriz de energia elétrica (IPEA, 2019). Isso significa que, durante o período observado, novas usinas de energia solar foram instaladas com capacidade de 1408 MW (ANEEL, 2018). Na Figura 5 mostra à participação da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica Brasileira, que ainda é pequena, mas empresas nacionais e internacionais estão dia a dia percebendo sua relevância (ANEEL, 2018) . Quando somada as participações das energias solar com a eólica, a capacidade de geração ecologicamente sustentável chega a mais de 10% na matriz elétrica.

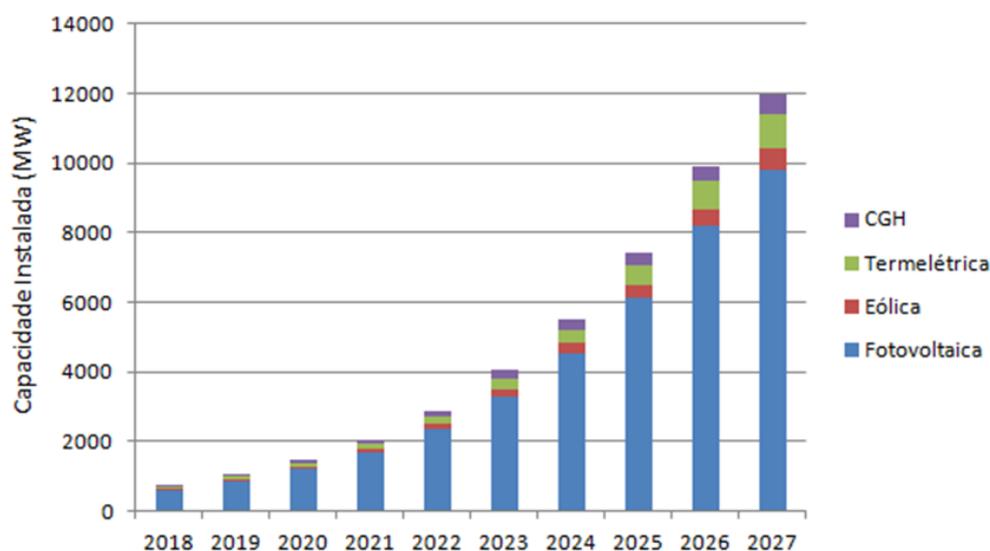
Figura 5 – Participação da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica Brasileira



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (EPE, 2021)

Na Figura 6 mostra o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, onde os ganhos de eficiência energéticos projetados devem promover no ano de 2027 o aumento de 41 TWh de energia solar fotovoltaica. Este valor equivale à geração de uma usina hidrelétrica com potência de aproximadamente 10 GW, ou seja, à soma da porção brasileira da (UHE) de Itaipu e da (UHE) de Xingó em Alagoas/Sergipe (EPE, 2018).

Figura 6 – Plano Decenal de Expansão de Energia 2027



Fonte: <http://epe.gov.br/publicacoes>

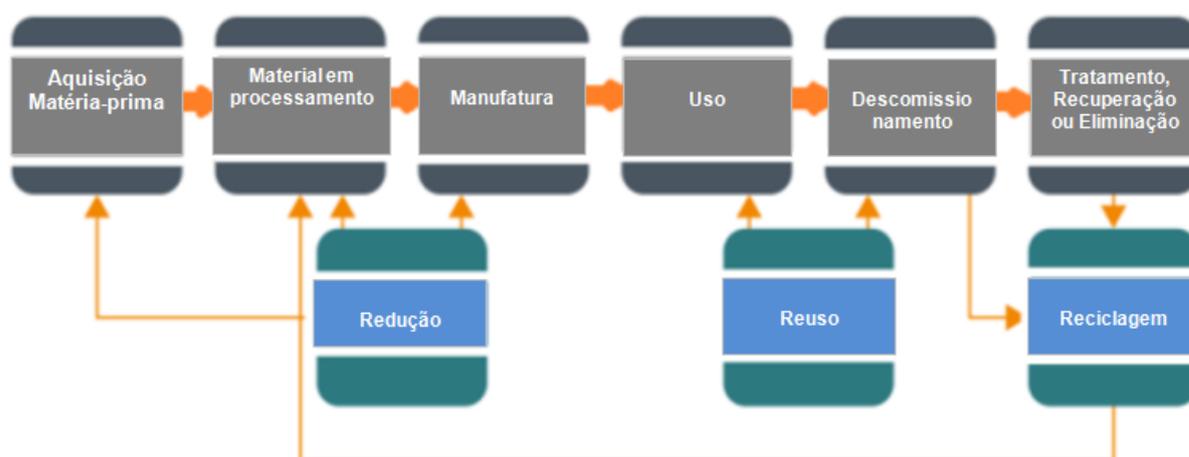
1.5 Meio Ambiente: Preservação, Importância e Impactos

O incrível crescimento global da utilização da energia fotovoltaica a partir do ano 2000 trouxe à tona uma discussão sobre a destinação da imensa quantidade de módulos solares em fase de descomissionamento e o grande volume de resíduos anuais que se formarão a partir de 2030, aponta o relatório da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) em conjunto com o Programa de Sistemas de Energia Fotovoltaica da Agência Internacional de Energia (IEA-PVPS, 2019) (IRENA, 2016). Segundo o relatório, estima-se que até o ano de 2050, 78 milhões de toneladas de painéis estarão no final de sua vida útil, sendo gerados a cada ano 6 milhões de toneladas de novos resíduos eletrônicos. Se esse material for totalmente reciclado e volte a ser utilizado na cadeia produtiva, mais de U\$15 bilhões serão introduzidos na

economia mundial (IRENA, 2016). Na Figura 7 mostra as principais medidas a serem implementadas para contornar a situação, que se enquadram na política de gestão de resíduos dos 3Rs (redução, reuso, reciclagem), sendo as seguintes medidas a serem adotadas (MIRANDA, 2019).

- Redução do uso de materiais quando da fabricação dos módulos;
- Reutilização (reuso) dos módulos, fazendo a troca de peças;
- Reciclagem (extração de materiais utilizados na produção dos módulos), para aproveitamento de matéria-prima, com redução de 30% no consumo de energia para produção de novos módulos.

Figura 7 – Diagrama do ciclo de vida para painéis fotovoltaicos.



Fonte: Adaptado de (MIRANDA, 2019)

Investimentos em pesquisa e desenvolvimento são relevantes para o aperfeiçoamento dos processos que podem levar a uma redução na utilização de materiais perigosos e aumentar a eficiência dos processos de reciclagem com máximo aproveitamento (IRENA, 2016). Na última década a quantidade de silício usada na fabricação de um módulo diminuiu significativamente em decorrência dos avanços em pesquisas para novas técnicas de produção. A estratégia de reuso dos módulos solares, vem sendo estimulada na União Europeia por meio de financiamento de projetos de reaproveitamento dos painéis solares. Os módulos que

não têm possibilidade de serem reparados para serem reutilizados, seguem para reciclagem, onde são desmontados, os materiais são separados e uma parte é incinerada e tratada quimicamente para retirada de metais (MIRANDA, 2019). Os materiais mais obtidos através do processo são: alumínio, plástico, vidro, silício, cobre, telúrio e prata. A gestão eficiente desses resíduos minimiza possíveis danos ambientais e gera oportunidades de negócios (SILVA et al., 2020).

A Diretiva Europeia para Resíduos de Equipamentos Elétricos e Eletrônicos (REEE), referenciou os módulos fotovoltaicos como REEE em 2012 e determinou a prática da logística reversa envolvendo importadores, fabricantes, fornecedores e revendedores nos países europeus. Todo produto que depende do uso de corrente elétrica ou de campos eletromagnéticos para seu funcionamento, são equipamentos eletroeletrônicos e ao fim de sua vida útil são considerados REEE (ABDI, 2013). Esses materiais necessitam de processos específicos de gerenciamento pois contém metais pesados como cádmio e chumbo (e outros) que são extremamente tóxicos (ABDI, 2013).

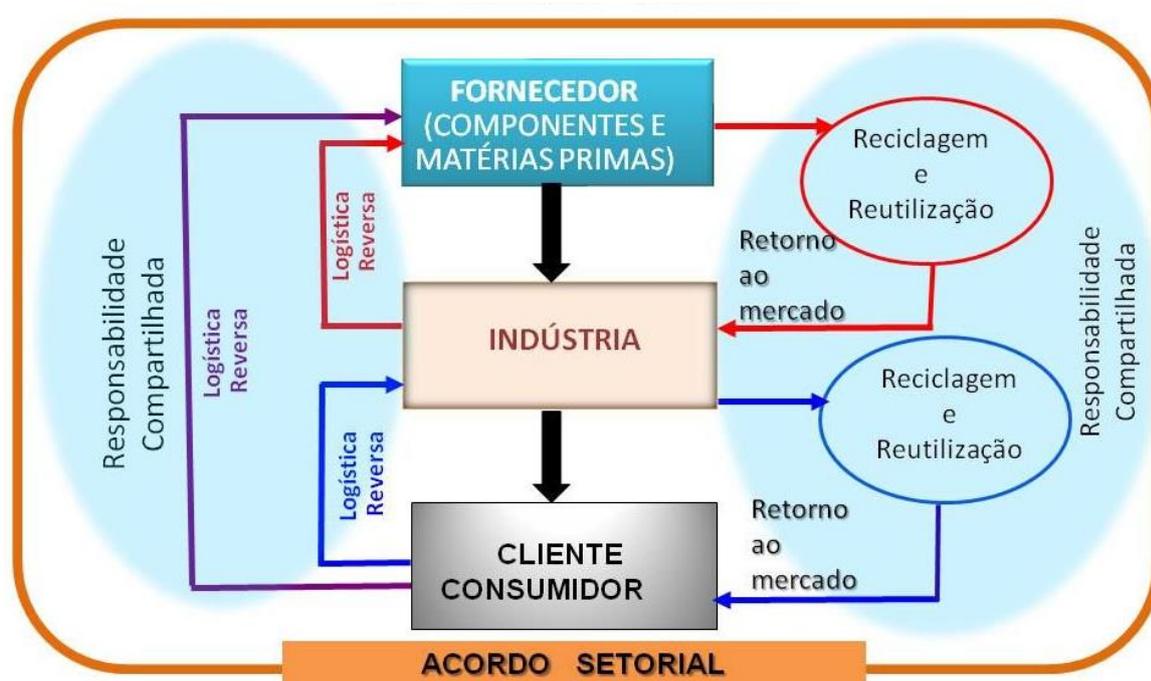
1.5.1 Política Nacional dos Resíduos Sólidos (PNRS)

Institui as diretrizes, princípios, objetivos e responsabilidades que orientam os diferentes agentes na efetivação da gestão e gerenciamento de resíduos sólidos. Foi estabelecido pela Lei nº 12.305/2010 e regulamentada pelo Decreto nº 7.404/2010. Na Figura 8 mostra o princípio da Responsabilidade Compartilhada pelo Ciclo de Vida dos Produtos (ABDI, 2013).

- Logística Reversa: instrumento de desenvolvimento econômico e social caracterizado por um conjunto de ações, procedimentos e meios destinados a viabilizar a coleta e a restituição dos resíduos sólidos ao setor empresarial, para reaproveitamento, em seu ciclo ou em outros ciclos produtivos, ou outra destinação final ambientalmente adequada.
- Responsabilidade Compartilhada Pelo Ciclo De Vida Dos Produtos: conjunto de atribuições individualizadas e encadeadas dos fabricantes, importadores, distribuidores e comerciantes, dos consumidores e dos titulares dos serviços públicos de limpeza urbana e de manejo dos resíduos sólidos, para minimizar

o volume de resíduos sólidos e rejeitos gerados, bem como para reduzir os impactos causados à saúde humana e à qualidade ambiental decorrentes do ciclo de vida dos produtos.

Figura 8 – Responsabilidade Compartilhada pelo Ciclo de Vida dos Produtos



Fonte: Ministério do Meio Ambiente (2022)

A responsabilidade compartilhada pelo ciclo de vida dos produtos, conforme a PNRS, tem por objetivos:

- I - Compatibilizar interesses entre os agentes econômicos e sociais e os processos de gestão empresarial e mercadológica com os de gestão ambiental, desenvolvendo estratégias sustentáveis;
- II - Promover o aproveitamento de resíduos sólidos, direcionando-os para a sua cadeia produtiva ou para outras cadeias produtivas;
- III - Reduzir a geração de resíduos sólidos, o desperdício de materiais, a poluição e os danos ambientais;

IV - Incentivar a utilização de insumos de menor agressividade ao meio ambiente e de maior sustentabilidade;

V - Estimular o desenvolvimento de mercado, a produção e o consumo de produtos derivados de materiais reciclados e recicláveis;

VI - Propiciar que as atividades produtivas alcancem eficiência e sustentabilidade;

VII - Incentivar as boas práticas de responsabilidade socioambiental

Através do sistema de logística reversa, os materiais recicláveis de um produto eletrônico que chegaram ao término de sua vida útil e foram descartados pelo consumidor, poderão voltar ao setor produtivo na forma de matéria-prima (ABDI, 2013).

1.6 Aspectos Tecnológicos e Ambientais relevantes ao Planejamento de Usina Solar Fotovoltaica Flutuante

Usinas fotovoltaicas flutuantes quando em operação também possuem potencial de interferir em alguns aspectos relacionados ao meio ambiente e à sociedade (EPE, 2020). Dessa forma, torna-se necessário o processo de licenciamento ambiental, a identificação e o controle dessas interferências. A localização e o porte do empreendimento deverão compor a definição do tipo de licenciamento. Além disso, a complexidade do ecossistema aquático e outros aspectos socioambientais orientarão o órgão licenciador sobre a necessidade de estudos e seus diferentes graus de complexidade e emissão de autorizações específicas, bem como sobre o eventual envolvimento de órgãos no âmbito federal, de acordo com a Tabela 1. Adicionalmente, existem normas específicas publicadas nos órgãos responsáveis dos Estados da Federação e Distrito Federal, bem como nas deliberações do Conselho Nacional de Recursos Hídricos e Normas da Autoridade Marítima - NORMAM expedidas pela Marinha no caso de os parques solares serem instalados na área costeira (EPE, 2020). Dado o ineditismo da tecnologia, ainda não há clareza quanto à necessidade de outras autorizações.

Tabela 1 – Resoluções e Leis no âmbito federal referente a instalação e operação de empreendimentos energéticos.

Resolução / Lei Número e data	Ementa / Artigos em destaque
Resolução Conama 001, de 17/02/86	Dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para a avaliação de impacto ambiental
Resolução Conama 237, de 19/02/97	Regulamenta os aspectos de licenciamento ambiental estabelecidos na Política Nacional do Meio Ambiente e define licenciamento ambiental, estudos ambientais e impacto ambiental regional
Resolução Conama 279, de 27/06/01	Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental simplificado de empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental, provavelmente, é a que mais se aproxima das características dos sistemas fotovoltaicos flutuantes
Resolução Conama 302, de 20/03/02	Dispõe sobre os parâmetros, definições e limites de Áreas de Preservação Permanente de reservatórios artificiais e o regime de uso do entorno
Lei 9433, de 08/01/97	Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos
Lei 9984, de 17/07/00	Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Água - ANA, entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos

1.7 Níveis de Emissão de CO₂

O crescimento da energia fotovoltaica mundialmente, tem contribuído para a redução de emissões de CO₂, e segundo a Agência de Energias Renováveis, a geração de energia fotovoltaica já reduz globalmente em torno de 200 a 300 milhões de toneladas anuais de CO₂ (IRENA, 2017) (ENGEVISTA, 2019). Está redução equivaleria à quantidade de emissões anuais da Argentina em 2015 (191 milhões). Em comparação ao Brasil, corresponderia a 62% das emissões realizadas em 2015, que neste ano foram superiores a 486 milhões de toneladas de CO₂ (JRC, 2017). Em

2009 o Brasil deveria implementar a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), com o propósito de diminuir as emissões de gases de efeito estufa (GEE), em conformidade com o acordo de Paris na 21ª Conferência do Clima (COP21), em que se comprometeu em manter o aumento da temperatura média Global abaixo de 2°C, acima dos níveis pré-industriais, e de limitar o aumento da temperatura a 1,5°C.

Em 2017 foi apresentado o modelo de estudo MSB8000 que identifica o potencial de abatimento de emissões de GEE nos diferentes segmentos da economia Brasileira (MCTIC, 2021). No caso da implantação da energia solar fotovoltaica flutuante e considerando a elevada disponibilidade de reservatórios de UHE, a comparação dos custos de emissões de UFVF, com os custos e emissões médias do sistema elétrico nacional, representado pelo fator médio de emissão do sistema brasileiro, apresenta elevada vantagem competitiva (Tabela 2). O fator de emissão de CO₂ pode ser calculado a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo SIN (anexo B), utilizando a metodologia utilizada em projetos de Desenvolvimento Limpo (MDL), desenvolvida em cooperação entre o Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) e o Ministério de Minas e Energia (MME). Este estudo tratou das emissões de CO₂ equivalente evitadas na geração fotovoltaica, correspondente ao fator de emissão da linha de base de quantas toneladas de CO₂ seriam emitidos caso o sistema fotovoltaico não estivesse gerando energia elétrica (LIRA et al., 2019). O Custo de abatimento da geração de CO₂ empregando a energia solar fotovoltaica centralizada é determinado conforme a equação 1. E os fatores de emissão de CO₂ e respectivo custo médio de geração de eletricidade do Sistema Brasileiro na Tabela 2.

$$ECO_2 = E \times FE \quad (1)$$

Onde,

ECO₂: Emissões anuais de dióxido de carbono [tCO₂].

E: Energia gerada durante o ano [GWh].

FE: Fator de emissão da geração do sistema elétrico [tCO₂/MWh].

Tabela 2 – Fatores estimados de emissão de CO₂ e custo médio de geração de eletricidade do Sistema Brasileiro

Ano	Fatores de Emissão (tCO ₂ /MWh)	Custo médio de geração (R\$/MWh)
2010	0,05	64,9
2015	0,12	61,9
2020	0,05	61,2
2025	0,05	61,1
2030	0,09	61,6
2035	0,10	62,2
2040	0,13	62,3
2045	0,19	62,0
2050	0,25	62,5

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (MCTIC,2021)

2 OBJETIVOS

Estudar a viabilidade técnica da operação híbrida de uma planta solar integrada a uma usina hidrelétrica já existente, em regiões com elevada demanda de energia elétrica e espaço territorial, como no Estado de São Paulo, com o compartilhamento do uso da rede de transmissão/distribuição. Realizar a simulação matemática resultante da produção de energia elétrica, considerando a UFVF como uma turbina virtual da UHE nos cenários de períodos secos e úmidos, dias ensolarados, nublados e chuvosos conforme dados do Sistema Interligado Nacional (Anexo B). Simular matematicamente o potencial hídrico a ser utilizado pela UHE no horário de ponta, nos períodos noturnos e nos períodos de maior demanda de energia elétrica. Estimar o balanço de emissões de CO₂ evitadas com o emprego da UFVF em sistema híbrido com a UHE. Elaborar a avaliação financeira do custo total de investimento e manutenção para verificar se o investimento apresenta viabilidade financeira.

2.1 Objetivo Específico

- Identificar os locais de instalação de usinas solares (UFVF) com hidroelétricas (UHE) para validar a geração de energia elétrica híbrida da UHE e UFVF.

- Modelar a flutuação da energia solar nos diferentes cenários estudados e considerando o rápido acionamento das hidrelétricas, e verificar a compensação da redução da geração elétrica por fonte hidráulica nos períodos de seca.
- Estudar e avaliar a potencialidade fotovoltaica flutuante no Reservatório de Ilha Solteira no Estado de São Paulo conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (Anexo B).
- Elaborar um banco de dados contendo dados meteorológicos típicos do ano, e informações topográficas para prever a distribuição da irradiância solar nos diferentes cenários avaliados.
- Simular matematicamente a produção diária de energia elétrica de Ilha Solteira, e o potencial hídrico adicional obtido, com estimativa adicional do efeito benéfico de redução de geração de gases de efeito estufa.
- Calcular a avaliação financeira para implantação e operação da UFVF e o prazo de retorno de investimento (*Payback*).

3 JUSTIFICATIVA

De acordo com o Plano Nacional de Energia 2050, um enorme potencial de energia hídrica ainda existe, mas a maior parte está na região Norte do Brasil, onde a demanda de energia é baixa e reservatórios muito grandes são necessários para estabilizar a produção de energia (GUGLIOTTI, 2015) (ONS, 2020). O estado de São Paulo tem capacidade instalada de aproximadamente 23 GW, o que corresponde a 15% da geração brasileira. As hidrelétricas são responsáveis por 65% da produção paulista, as termoelétricas a biomassa por 25% e as termoelétricas fósseis pelos 10% restantes. As fontes fotovoltaica e eólica, apesar de já contarem com instalações no Estado, ainda não têm representatividade na matriz estadual (ONS, 2022). A usina hidrelétrica de Ilha Solteira, referência para o estudo de caso deste trabalho é a maior do Estado de São Paulo e a terceira maior em operação no Brasil, com potência instalada de 3.444 MW contribui com 14,7% da capacidade instalada no estado de São Paulo.

A capacidade de armazenamento de água em reservatórios de usinas hidrelétricas (UHE) tem diminuído ao longo do tempo, devido aos longos períodos de estiagem e o aumento do consumo de eletricidade no Brasil decorrente da evolução tecnológica, como também a regras mais rigorosas de preservação do Meio Ambiente para áreas de inundação, que os novos projetos devem atender. Há o fato também, da necessidade da construção de extensas linhas de transmissão, que também devem atender a leis ambientais de preservação do Meio Ambiente, com custo elevado em desapropriações e investimentos em equipamentos de transmissão. A seca registrada em 2001 levou o governo federal a diversificar as fontes de abastecimento de energia, favorecendo a inclusão de usinas termelétricas, a maioria movida a gás natural. Também criou uma quota de mercado para outras fontes renováveis de energia, como a eólica, biomassa e solar (EPE, 2017). No entanto, ainda existem muitas usinas hidrelétricas com reservatórios de água significativos que podem ser utilizados para implantação de UFVF. A principal razão para isso é a necessidade de economia de água e a necessidade de direcionamento para as unidades de abastecimento da população e irrigação das propriedades agrícolas adjacentes aos reservatórios.

As UHEs totalizam 109 GW, de capacidade instalada de geração elétrica e compreendem aproximadamente 65% do total de energia instalada no território brasileiro (ANEEL, 2018). Uma UFVF localizada no reservatório de uma UHE poderia operar em modo de cogeração de energia, melhorando a qualidade da energia de saída fotovoltaica e fornecendo excedente de armazenamento de água em bacias hidrográficas esgotadas (IEEFA, 2021). A operação hidro / fotovoltaica é obtida fazendo com que a curva de saída sazonal em determinados horários do dia da energia fotovoltaica seja estabilizada por unidades hidrelétricas ajustáveis, sendo possível armazenar o potencial hidráulico para gerar eletricidade sem alterar as instalações básicas da usina hidrelétrica. Desta forma, este trabalho irá verificar por meio de estudo de viabilidade técnica, a implantação de Usinas Solares Fotovoltaicas Flutuantes (UFVF) em lagos de reservatórios de Usinas Hidrelétricas (UHE). A Tabela 3 referência os principais estudos publicados sobre a utilização de UFVF. Observa-se que os trabalhos são recentes, por se tratar de uma aplicação tecnológica nova. Destacamos o trabalho realizado por (Mauês, 2019), que evidenciou o potencial

fotovoltaico nas principais UHE's do Brasil, e o trabalho realizado pela EPE, referente aos aspectos tecnológicos e ambientais relevantes ao planejamento.

Tabela 3: Principais referências de estudos sobre a utilização de UFVF.

AUTOR	ANO	ESTUDO
Pinho, J. T.; Galdino, M. A.	2014	Engineering Manual for Photovoltaic Systems, Sérgio Salvo Brito Reference Center for Solar and Wind Energy (CRESESB).
Choi, Y. K.	2014	A study on Power Generation Analysis of Floating PV System Considering Environmental Impact.
Yuan An, Wei Fang, Bo Ming, and Qiang Huang	2015	Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation: Applications to short-term scheduling.
Sahu, A.; Yadav, N.; Sudhakar, K.	2015	Floating photovoltaic power plant: A review. Renewable and Sustainable Power Generation.
Taboada, M. E.; Cáceres, L.; Graber, T.A.; Galleguillos, H.R.; Cabeza, L.F.	2017	Solar water heating system and photovoltaic floating cover to reduce evaporation: Experimental results and modeling.
Farfan, J.; Breyer, C.	2018	Combining Floating Solar Photovoltaic Power Plants and Hydropower Reservoirs: A Virtual Battery of Great Potential Global.
Mauês, J. A.	2019	Floating Solar PV-Hydroelectric Power Plants in Brazil: Energy Storage Solution with Great Application Potential.
World Bank Group; Seris; Esmap	2019	Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report. [S.I.], Report Executive Summary. Washington, DC: World Bank.
EPE - Empresa de Pesquisa Energética	2020	Solar Fotovoltaica Flutuante - Aspectos Tecnológicos e Ambientais Relevantes ao Planejamento.
Sun-Hee Kim; Seung-Cheol Baek; Ki-Bong Choi, and Sung-Jin Park, K.	2020	Design and Installation of 500KW Floating Photovoltaic Structures using High-Durability Steel.

4 REVISÃO DA LITERATURA

4.1 Tecnologia Solar Fotovoltaica Flutuante

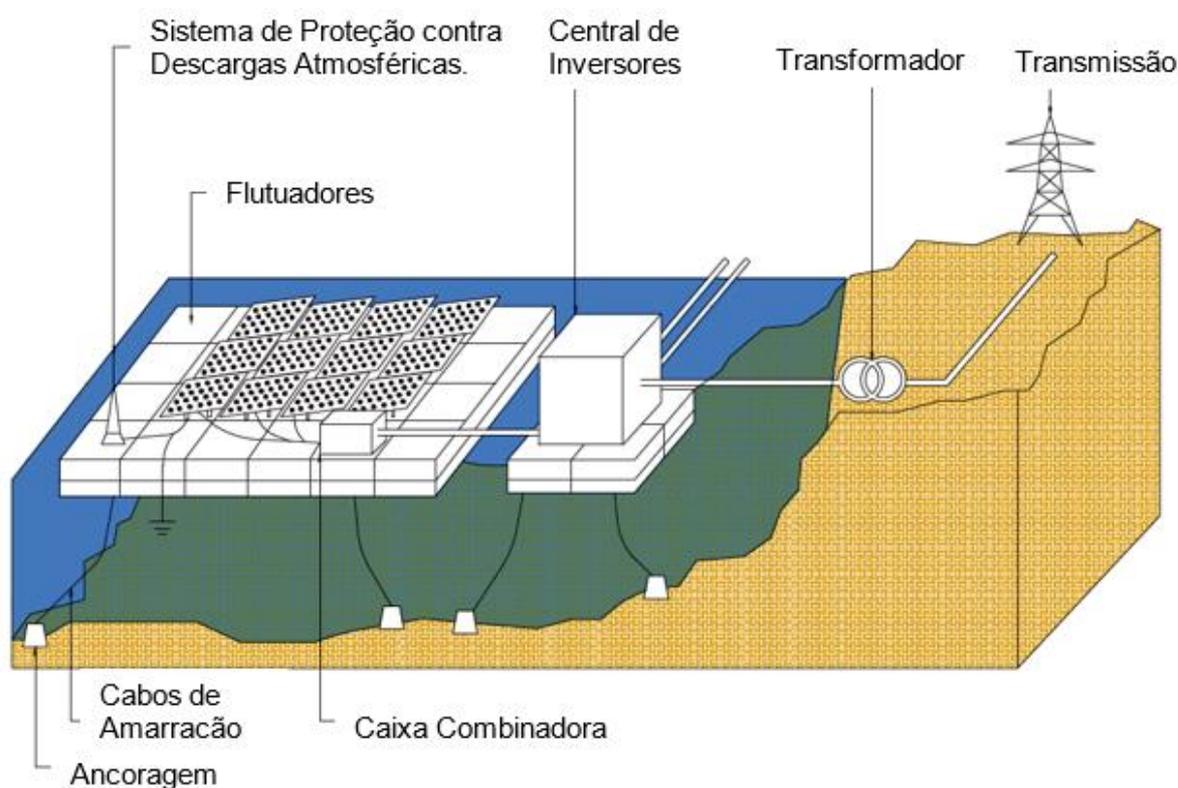
O sistema fotovoltaico flutuante é semelhante a um sistema fotovoltaico terrestre, exceto o fato de que os arranjos fotovoltaicos e, muitas vezes, os inversores são montados na plataforma flutuante (Figura 9). A corrente contínua (DC) gerada por módulos fotovoltaicos é coletada por caixas combinadoras e convertidas em corrente alternada (AC) por inversores. Para plantas flutuantes de pequena escala, é possível colocar os inversores em terra - ou seja, apenas a uma curta distância dos módulos. Por outro lado, ambos centrais ou inversores de conjuntos de módulos, são normalmente concebidos em plataformas flutuantes. A plataforma, junto com seu

sistema de ancoragem e amarração, é parte integrante de qualquer instalação fotovoltaica flutuante (CHOI, 2014).

4.2 Estrutura Flutuante

A estrutura flutuante típica suporta a matriz de módulos fotovoltaicos, inversores, caixas combinadoras, para-raios, e demais equipamentos em uma plataforma, que é feita de plástico reforçado com fibra (FRP), polietileno de alta densidade (HDPE) ou estruturas metálicas (Figura 9). Todo o leito flutuante é balizado com a ajuda de ancoragem e sistemas de amarração (CHOI, 2014).

Figura 9 – Principais Componentes do Sistema Fotovoltaico Flutuante



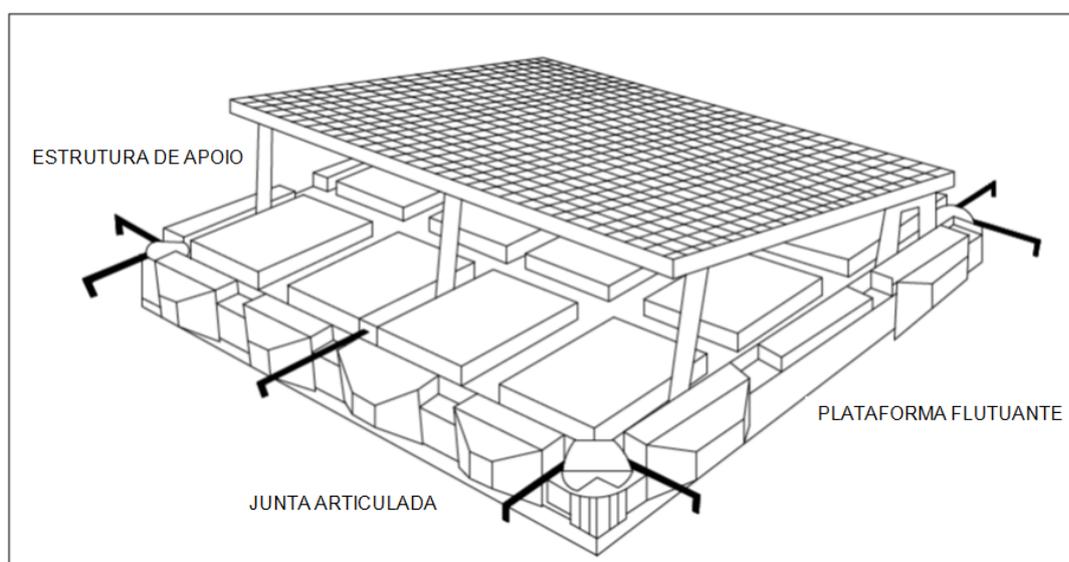
Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (SERIS, 2020)

Nota: Caixa combinadora é o componente de proteção da parte CC do sistema fotovoltaico, conecta os cabos vindos dos módulos fotovoltaicos ao inversor, enquanto fornece proteção contra sobretensão e sobrecorrente e permite o seccionamento do circuito.

4.3 Plataforma Flutuante

Componente mais importante de um sistema fotovoltaico flutuante, a plataforma suporta todos os equipamentos e placas necessárias, que ficam expostos nas diferentes condições atmosféricas. Sendo importante a escolha de materiais apropriados. O Polietileno de Alta Densidade (HDPE) é o material mais utilizado na maioria das plantas (UFVF) em todo o mundo (Figura 10). Outros materiais podem ser empregados, como o plástico reforçado com fibra de vidro (FRP), polietileno de média densidade (MDPE) e o ferro-cimento (SANTAFE et al.,2014).

Figura 10 – Componentes Básicos de uma Estrutura Flutuante



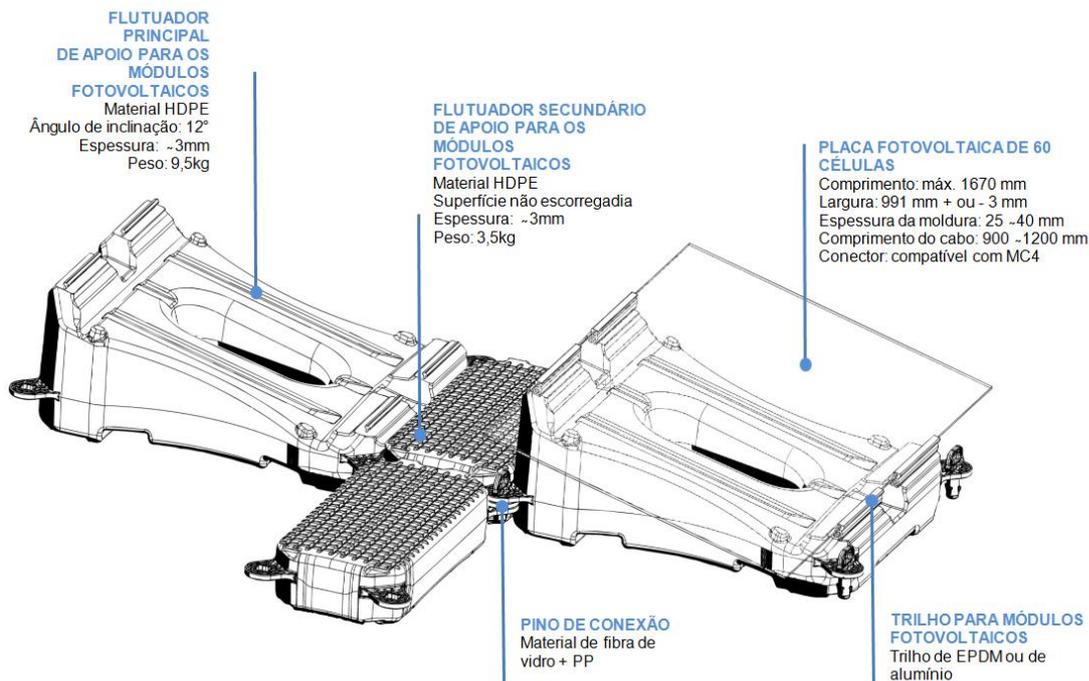
Fonte:

Elaborado pelo autor a partir de (SERIS, 2020)

4.3.1 Flutuadores plenos

Os flutuadores são especialmente projetados para conter painéis fotovoltaicos instalados diretamente. Todo o sistema é feito de forma modular e possibilidade de expansão por meio de fixação com pinos ou parafusos. Cada unidade desse sistema normalmente consiste dos flutuadores principais e secundários. O principal objetivo do flutuador secundário é fornecer uma passagem de acesso para manutenção e flutuabilidade adicional. Como exemplo os módulos flutuadores Hydrelío, com material HDPE e os pinos de conexão com polipropileno combinado com fibra de vidro (CIEL & TIERRE,2019). Os flutuadores são fabricados por moldagem de sopro e por injeção de moldagem (Figura 11).

Figura 11 – Flutuador Hydrelío

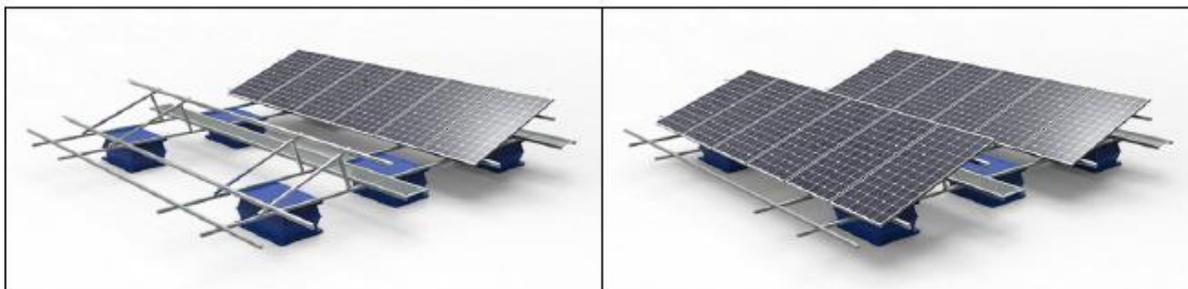


Fonte: Adaptado de Ciel & Tierre (2022)

4.3.2 Flutuadores com estruturas metálicas

Flutuadores com Estruturas metálicas (para apoiar os módulos fotovoltaicos) são simples e podem ser fabricados localmente. Estas estruturas apresentam similaridade com os sistemas em terra, eliminando a necessidade de flutuadores complexos e especialmente projetados (KIM et al.,). No entanto, o acesso para operação e manutenção é difícil (Figura 12).

Figura 12 – Plataforma de estrutura de metal

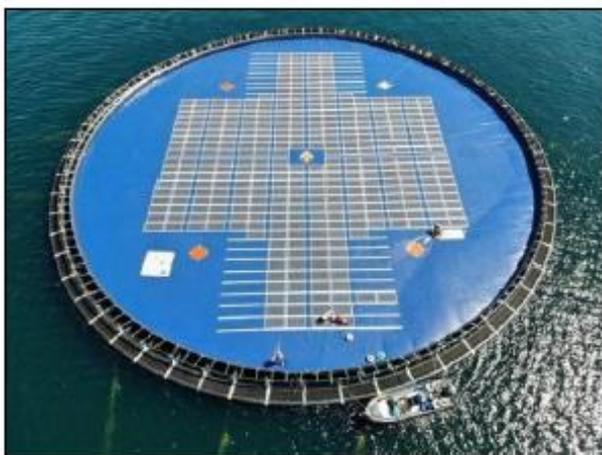


Fonte: Scotra (2019)

4.3.3 Membranas e tapetes

As plataformas de membranas ou tapetes de borracha são geralmente usadas para cobrir inteiramente a superfície da água. Estes tapetes atuam como base para instalação dos módulos solares, e são projetados para suportar o estresse mecânico e a exposição ao sol. Estas plataformas são adequadas para pequenos corpos d'água artificiais (inferior a 0,2 km²), principalmente para armazenamento de água sem vida aquática. A principal vantagem competitiva é a simplicidade no projeto, instalação e manutenção, com elevada capacidade de adequação as mudanças no nível da água (OCEAN SUN,2019). Sendo apropriado para áreas sujeita a escassez de água, como no deserto e em áreas áridas (Figura 13).

Figura 13 – Plataforma Flutuante - Membrana

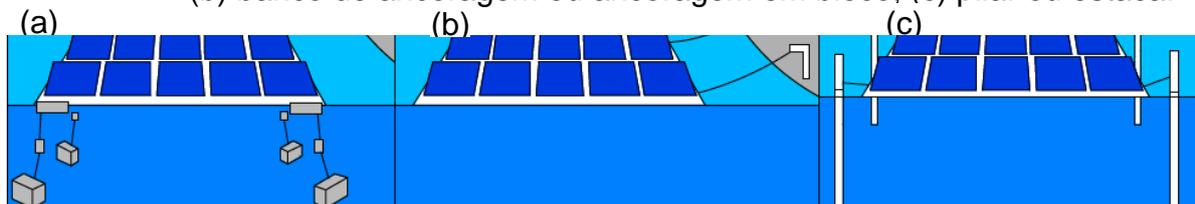


Fonte: Ocean Sun (2019)

4.4 Sistemas de ancoragem e amarração

O sistema de ancoragem e amarração é crítico na implementação do sistema flutuante. Existem três formas de ancoragem: banco de ancoragem ou ancoragem em bloco, ancoragem inferior ou de fundo, e pilar ou estaca (Figura 14).

Figura 14 – Esquema dos tipos de ancoragem: (a) ancoragem inferior ou de fundo; (b) banco de ancoragem ou ancoragem em bloco; (c) pilar ou estaca.

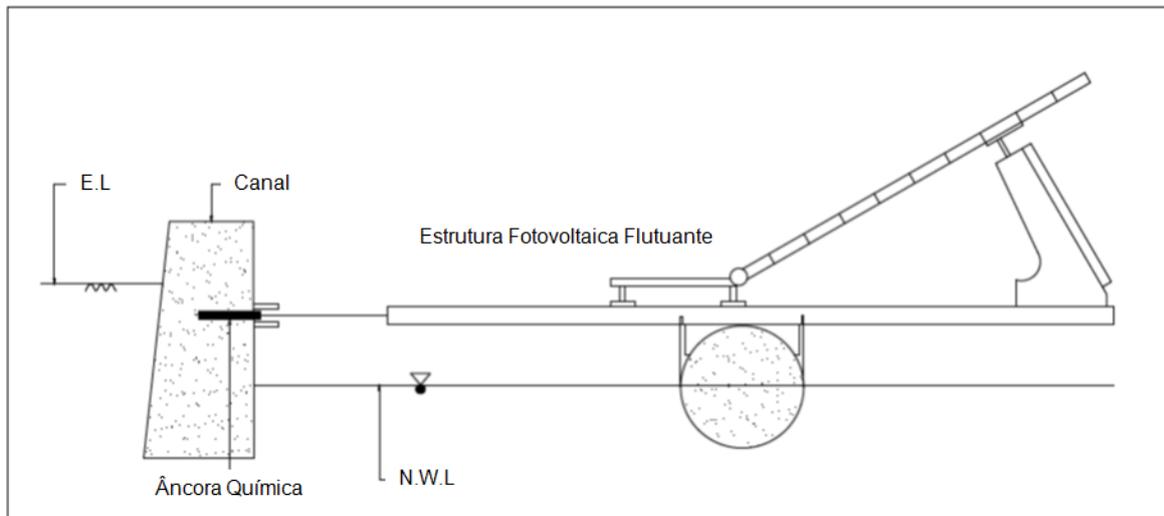


Fonte: Adaptado de World Bank Group (2019)

Para definir o sistema de ancoragem do projeto é necessário obter dados do local como topografia, batimetria, composição do solo, variação do nível d'água, velocidade e direção do vento e características de operação do reservatório (velocidade, amplitude e frequência de deplecionamento, por exemplo) (OCEAN SUN, 2022). A ancoragem dos blocos é mais adequada a lagoas pequenas e com pouca profundidade, mas a maioria das instalações flutuantes é ancorada no fundo. Independentemente do método, ele deve ser projetado de forma a garantir estabilidade e fluviabilidade das instalações pelo tempo de operação (25 anos ou mais) (GHIGO et al., 2022). O dimensionamento do sistema de ancoragem pode ser mais complexo em reservatórios com variações significativas nos níveis de água induzidas por monções, velocidade do vento ou aumento/diminuição da quantidade de água. Para evitar esta situação, UFVF são ancoradas por meio de sistemas de amarração, que incluem boias de âncora e de amarração. O sistema de amarração para uma plataforma flutuante é geralmente fixado com náilon poliéster ou cordas náuticas de náilon que são posteriormente amarradas a postes de amarração na margem (GHIGO et al., 2022).

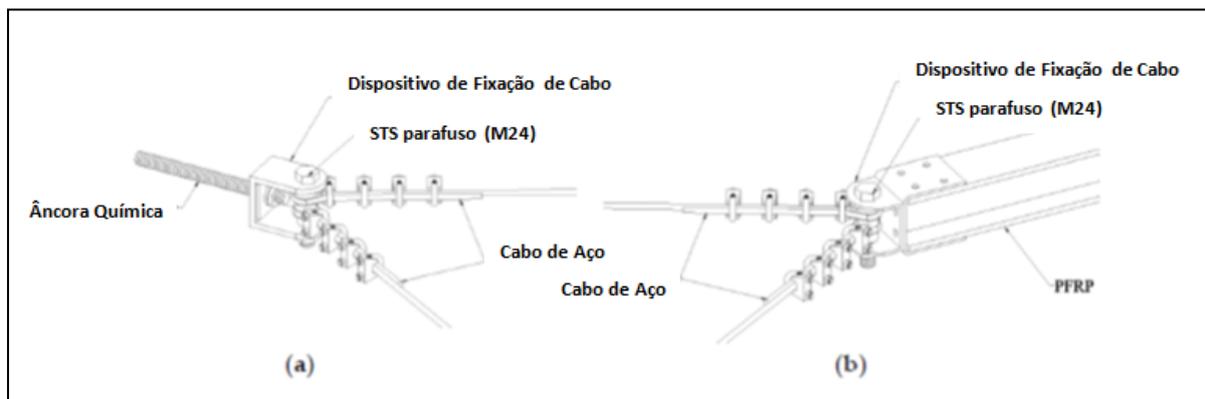
Na Figura 15 mostra o sistema de amarração do tipo âncora-tensão para geração fotovoltaica flutuante de classe 1 MW. A âncora química onde o cabo de aço se conectará, deve estar no mesmo nível da Estrutura flutuante, portanto, o cabo de aço é preso para manter uma força de tensão constante. O nível do membro PFRP é determinado por referência à fonte de observação, que indica o nível médio de água do local. Na Figura 16 mostra métodos de conexão entre a âncora química, PFRP e o cabo de aço. Todos os dispositivos de conexão são feitos de aço inoxidável (STS304).

Figura 15 – Sistema de amarração de âncora



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (SERIS, 2020)

Figura 16 – Métodos de conexão de âncora; a) conexão entre âncora química e cabo; b) conexão entre o PRFP e cabo



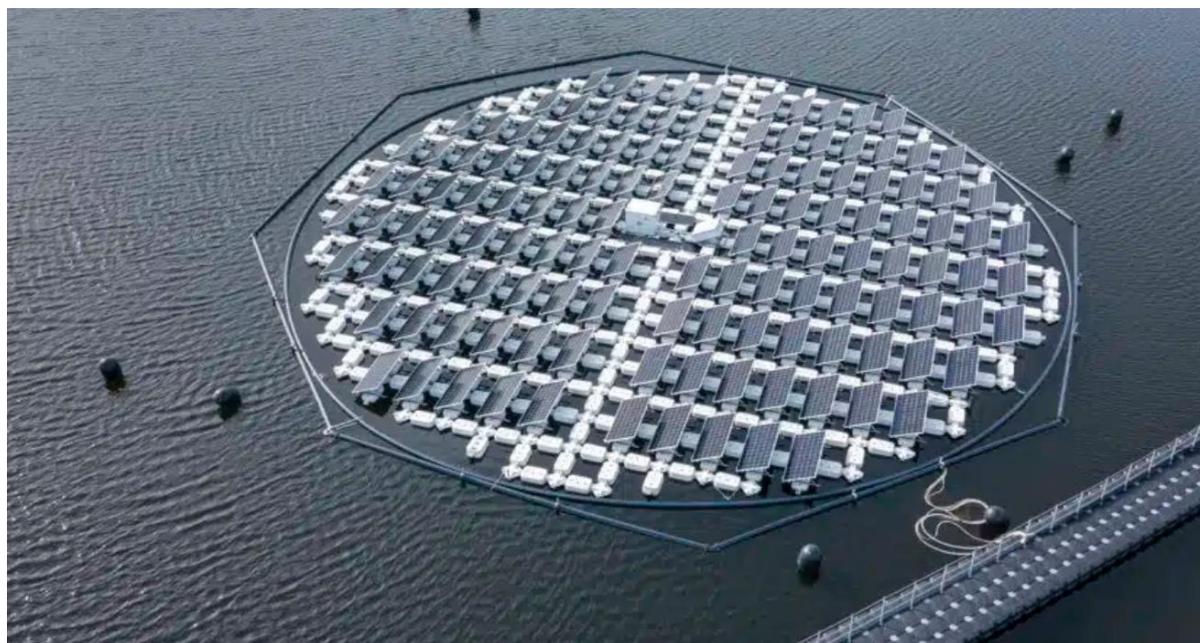
Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (SERIS, 2020)

4.5 – Sistemas de rastreamento

A geração solar FV com sistemas rastreadores da trajetória do sol, é uma proposta que apresenta vantagens, como ampliar a quantidade absorvida de energia do sol no início e no final do dia (KOINE MULTIMEDIA, 2019). Esta curva de geração, com disponibilidade energética nas primeiras horas da manhã e no final da tarde, pode ser de grande eficácia em um sistema híbrido, em função da curva de carga da rede. Do mesmo modo que no sistema fotovoltaico convencional, é possível utilizar

rastreador de 1 eixo vertical também no sistema fotovoltaico flutuante. O mecanismo de rastreamento pode estar em uma grande plataforma flutuante em torno de um eixo vertical de propulsores, que quando acionados fazem a plataforma girar (Figura 17). Há também inovação nesta área com estrutura da plataforma flutuante com rastreamento e movimentação em 2 eixos, que possibilita melhor aproveitamento da irradiação solar e consequente aumento da produção de energia (KOINE MULTIMEDIA, 2019).

Figura 17 – Plataforma com rastreamento de eixo vertical e propulsores



Fonte: SOLARISFLOAT (2022)

4.6 – Determinação das forças estáticas devido ao vento

A força gerada pelo vento depende da diferença de pressão nas faces opostas da edificação em estudo (coeficientes aerodinâmicos). Os coeficientes de pressão ou coeficientes de força têm valores definidos para diferentes tipos de construções, obtidos com estudos experimentais em túneis de vento (ABNT NBR 6123, 1988). Os coeficientes de forma devido a força do vento, pode ser expresso por:

$$F = (C_{pe} - C_{pi}) q A \quad (3)$$

Onde:

C_{pe} e C_{pi} são os coeficientes de pressão de acordo com as dimensões geométricas da edificação. q é a pressão dinâmica ou de obstrução do vento, que em condições normais de pressão (1 Atm = 101320MPa) e temperatura a 15°C, é dada pela expressão:

$$q = 0,613V_k^2 \text{ (N/m}^2\text{)} \quad (4)$$

A = área frontal ou perpendicular à atuação do vento. Valores positivos dos coeficientes de forma ou pressão externo ou interno correspondem a sobre pressões, e valores negativos correspondem a sucções. V_k = A velocidade característica, que pode ser expressa como:

$$V_k = V_0 \times S_1 \times S_2 \times S_3 \quad (5)$$

Onde:

V₀: Velocidade básica do vento; de uma rajada de 3s, excedida na média uma vez em 50 anos, a 10 m acima do terreno, em campo aberto e plano.

S₁: Fator topográfico; leva em consideração as variações do relevo do terreno, que para rios e lagos: S₁ = 1,0

S₂: Fator de rugosidade; considera o efeito combinado da rugosidade do terreno, da variação da velocidade do vento com a altura acima do terreno e das dimensões da edificação ou parte da edificação em consideração. Rios e lagos se enquadram numa categoria, que o Fator de rugosidade médio S₂ = 1,04.

S₃: Fator estatístico; baseado em conceitos que considera o grau de segurança requerido e a vida útil da edificação, tendo em vista que a velocidade básica V₀ apresenta um período de recorrência médio de 50 anos. A probabilidade de que a velocidade V₀ seja igualada ou excedida neste período é de 63%. A força global do vento resultante de todas as forças exercidas pelo vento sobre uma edificação ou parte dela (F_g) é obtida pela soma vetorial das forças que atuam. A força global na direção do vento (F_a), é expressa por:

$$\mathbf{F_a = C_a \times q \times A_e} \quad (6)$$

Onde:

Ca = coeficiente de arrasto (coeficiente de força)

Ae = área frontal efetiva

Valores são adotados para o coeficiente de pressão interna (ABNT NBR 6123, 1988):

(a) duas faces opostas igualmente permeáveis; as outros dois impermeáveis:

- Vento perpendicular a uma face permeável Cpi= +0,2

- Vento perpendicular a uma face impermeável Cpi= -0,3

(b) Quatro faces igualmente permeáveis Cpi = -0,3 ou 0, deve-se considerar o valor mais nocivo. Nenhuma das faces poderá ter índice de permeabilidade maior que 30%, para poder usar as considerações acima expostas.

Coeficiente de arrasto Ca

Usado principalmente na avaliação da força global na estrutura (ABNT NBR 6123, 1988):

$$\mathbf{0,7 \leq C_a \leq 2,2}, \text{ dependendo da forma da edificação.} \quad (7)$$

A força de arrasto é dada por:

$$\mathbf{F_a = C_a \times q \times A_o}, \quad (8)$$

onde: Ao = área de referência.

O vento desempenha um papel vital na força de arrasto que é induzida na estrutura de montagem. No caso de UFVF, é de muita importância, pois um incorreto ângulo de inclinação pode induzir forças de arrasto elevadas, causando graves danos a toda a estrutura. Normalmente, as cargas de vento são medidas de acordo com padrões que fornecem detalhes da velocidade do vento para cada cidade no Brasil (INMET, 2022) (ACHARYA e DEVRAJ, 2022) . Com base em estudos realizados, o ângulo de inclinação para projetos de (UFVF) pode ser mantido conforme dados fornecidos na Tabela 4.

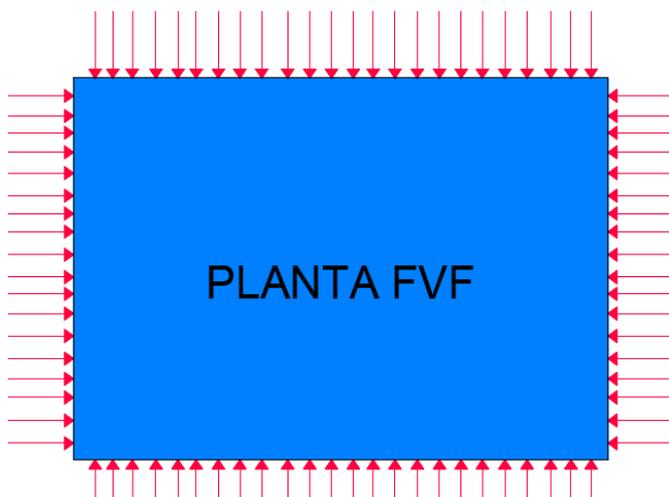
Tabela 4 - Ângulo de inclinação em relação à velocidade do vento

Velocidade média do vento (m/s)	Ângulo de inclinação (°)
>35	5
25-35	10
<25	15

Fonte: The Energy and Resources (2019)

Para o Estado de São Paulo a periodicidade anual da velocidade dos ventos é inferior a 10 m/s (INMET, 2022). Portanto para o estudo de caso da UFVF de Ilha Solteira, os módulos fotovoltaicos podem ser instalados com ângulos de inclinação até 15°. Uma vez que o ângulo de inclinação e o tamanho da área de ocupação dos módulos fotovoltaicos são decididos, os detalhes de análise das forças de arrasto sobre toda a planta devem ser investigados. Simulações de fluido dinâmico computacional (CFD) são realizadas para calcular o valor da força de arrasto e seus pontos de ação ao longo de toda a planta (Figura 18).

Figura 18 – Representação das forças de arrasto numa planta fotovoltaica

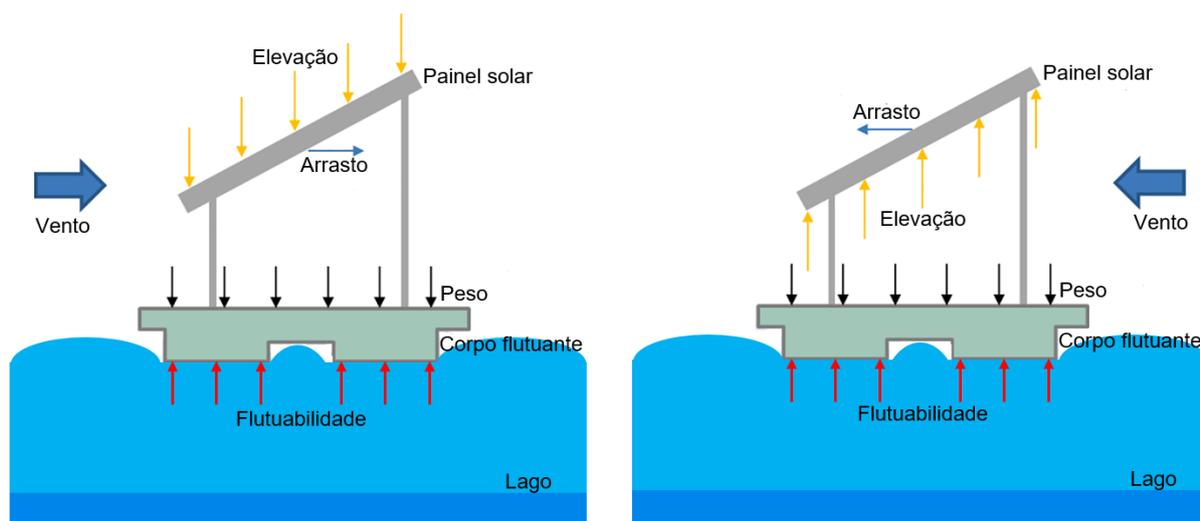


Fonte: Adaptado “The Energy and Resources (2019)”

A carga de vento é especialmente importante para sistemas fotovoltaicos flutuante. Na Figura 19 mostra um sistema fotovoltaico flutuante está acima de um lago. Um corpo flutuante suporta os painéis solares pela força de flutuação, que é

equilibrada com o peso do painel solar e do próprio. Quando o vento flui na frente do painel solar, uma força de elevação atua na direção descendente do painel solar. Para evitar que o sistema fotovoltaico flutuante seja afundado pela força de elevação, a força de flutuação do corpo flutuante deve ser aumentada. Tornando o tamanho do lote, no caso de (UFVF), muito mais importante em comparação com plantas montadas no solo (Figura 19).

Figura 19 – Forças do vento em sistemas fotovoltaicos flutuantes.



Fonte: Adaptado de (CHOI et al.,2021)

Como exemplo na Figura 20, temos o acidente que ocorreu em 2019, na barragem de Yamakura no Japão. A UFVF de 13,7 MW da Kyocera foi danificada pelos ventos de 120 mph que um tufão trouxe para a cidade costeira de Chiba. A planta inteira cobrindo uma área total de 137.326 m² foi montada em uma grande moldura externa única. Devido ao seu grande tamanho, a alta força de arrasto desenvolvida durante o tufão rasgou a seção da planta no meio, enquanto as linhas de ancoragem e amarração permaneceram intactas (Figura 20). Os bombeiros relataram que o incêndio pode ter sido gerado pelo forte calor produzido pelo empilhamento de painéis. Portanto, a fim de minimizar a força de arrasto, é recomendado manter um lote de módulos fotovoltaicos pequenos e simétricos (com não mais que 3-4 MWp).

Figura 20 – Planta solar flutuante de 13,7MWp do Japão antes (A) e depois (B).



Fonte: Kyocera (A) e PV Magazine (B)

4.7 Tensões aplicadas aos cabos de ancoragem e amarração

Depois que a força de arrasto e seus pontos de ação são simulados, forças induzidas nos cabos de ancoragem e amarração podem ser calculadas com softwares de simulações como OrcaFlex e ANSYS. Os resultados obtidos são usados no cálculo das forças sobre pontos individuais dos cabos de ancoragem e amarração. Uma vez que as tensões em diferentes cargas são identificadas, a próxima etapa é calcular as cargas finais em cada um desses pontos, devendo ser executado dentro dos limites permitidos (KIM et al.,2014).

4.8 Cabeamento elétrico

No caso de (UFVF), a instalação de cabos elétricos e seu gerenciamento requer um planejamento cauteloso. O movimento da plataforma flutuante na superfície da água devido a forças de arrasto e variações no nível da água faz com que o comprimento do cabeamento varie, o que requer comprimento extra de cabeamento. Comprimento insuficiente pode resultar em rompimento do cabeamento devido as tensões mecânicas. A tensão elétrica, corrente elétrica e perdas por resistência

ômica são parâmetros necessários para dimensionamento do cabeamento elétrico. Os cabos podem ser instalados; por meio da flutuação na superfície da água ou via cabos submarinos, sendo esta última a solução mais onerosa. Bandejas, conduítes e suportes de grampos são usados para manter o cabeamento na superfície da água. Os cabos devem ter cobertura e material isolante resistente à radiação ultravioleta (UV). Para evitar que cabos de corrente contínua (DC) e conduítes entrem em contato com a água, é recomendado o uso de abraçadeiras adequadas, da mesma forma, os cabos de corrente alternada (AC), podem ser encaminhados por meio de flutuadores exclusivos para este fim, ou via cabos submarinos para a conexão elétrica a infraestrutura principal em terra (PINHO e GALDINO, 2014).

5 POTENCIAIS BENEFÍCIOS E DESAFIOS DE USINAS FLUTUANTES

A implantação de usinas fotovoltaicas flutuantes (UFVF) indicam possíveis vantagens como ganhos de eficiência, redução de perda por sombreamento e redução da evaporação dos reservatórios. Por outro lado, algumas desvantagens também são observadas, como o acúmulo de dejetos de pássaros e impactos na vida aquática local.

5.1 Eficiência dos módulos fotovoltaicos

A perda de eficiência nos módulos fotovoltaicos instalados no solo está diretamente relacionada ao aumento da temperatura, que atualmente nas tecnologias de silício, é da ordem de 0,4 a 0,5 % / °C. Assim, um possível aumento da eficiência dos módulos fotovoltaicos de uma instalação flutuante, é que a temperatura de operação dos módulos instalados sobre a água tende a ser mais baixa do que a de um sistema fotovoltaico em solo. Registram-se temperaturas entre 5 e 20% inferiores nos sistemas flutuantes. Mas o valor de temperatura também depende muito da localização, do clima da região e da estrutura de flutuação utilizada (RECGROUP, 2018). Alguns fornecedores indicam ganhos de até 25% na produção de energia. No entanto estudos experimentais apontam resultados distintos. Um estudo na Coreia do Sul encontrou ganhos de 11% da produção de uma usina (UFVF) em relação a uma usina convencional (UFV) com estruturas fixas (CHOI, 2014).

Outros estudos indicam ganhos de eficiência entre 9,5% e 14,5%, e não identificaram redução significativa de temperatura do módulo flutuante, comparado com um módulo equivalente instalado sobre o solo, conseqüentemente, tampouco se observou aumento expressivo da eficiência da conversão energética (SACRAMENTO et al.,2015) (ALENCAR FILHO et al.,2018). Um estudo experimental com usinas flutuantes na Itália aponta que a produção com (UFVF) é 4% maior do que em solo com estruturas fixas, porém, quando comparada com (UFV) com rastreamento, a produção da (UFVF) é inferior (CAZZANIGA et al.,2019). Tendo em vista que o resfriamento evaporativo depende da temperatura de bulbo úmido local, ou seja, a temperatura mais baixa que pode ser alcançada apenas pela evaporação da água, que por sua vez depende da temperatura ambiente e da temperatura de bulbo seco, além da velocidade do vento, tais ganhos dependem do local considerado. Regiões do semiárido com alta velocidade de vento tendem a ter um ganho superior a localidades com alta umidade e menor incidência de ventos (GALDINO et al.,2017).

Importante destacar que os ganhos estimados na maioria dos estudos consideram instalações fixas, enquanto mais de 95% dos atuais projetos fotovoltaicos no Brasil consideram estruturas de rastreamento em um eixo, que proporcionam ganhos da ordem de 13% a 22%, com vantagens maiores em menores latitudes (GUARNIERI, 2017). Embora também seja possível o rastreamento em estruturas flutuantes, essa não é tendência observada nas recentes instalações. Assim, é importante atentar sempre para a base de comparação, a fim de certificar-se que esta considera as práticas de dimensionamento correntes para o local de estudo (GUARNIERI, 2017).

5.2 Manutenção nos módulos fotovoltaicos

As usinas flutuantes (UFVF) possuem a tendência de acumular menor quantidade da poeira transportada pelo vento em seus painéis, pois são instaladas longe do solo e sobre o espelho d'água. Dessa forma, requerem menores quantidades de água para limpeza do que usinas fotovoltaicas (UFV) localizadas em terra (CAZZANIGA et al.,2019). O uso de água pode ser um fator de complexidade socioambiental para (UFV) em terra, uma vez que, no Brasil, as áreas de maior

potencial de geração situam-se em regiões de pouca disponibilidade hídrica. Nas usinas flutuantes (UFVF), a água está disponível no próprio local, podendo ser utilizada para a limpeza dos painéis, a depender de suas características (SAHU et al., 2016). Por outro lado, as usinas flutuantes (UFVF) podem se transformar em áreas de pouso para pássaros, e de acúmulo de dejetos dos mesmos nos módulos flutuantes (Figura 21), com maior frequência do que nos módulos em terra, podendo causar um incremento nos custos de manutenção e limpeza ou nas perdas por sujeira (COSTA, 2017).

Figura 21 – Dejetos de pássaros em módulos flutuantes.



Fonte: REINDL (2019)

Os dejetos de pássaros nos painéis, contribuem para o aumento da disponibilidade de nutrientes na água, principalmente nitrogênio e fósforo (DESSBORN et al., 2016). Em função da quantidade de módulos a serem instalados e das condições locais, como a densidade de aves no local, a concentração de nutrientes naturais e o tempo de residência da água, estes efeitos podem ser significativos e acarretar alterações na qualidade ambiental. Eventual aplicação de produtos químicos para limpeza, ou mesmo para minimizar o acúmulo de sujeira, poderá trazer ainda mais efeitos negativos para a qualidade da água (COSTA, 2017). Alguns sistemas que emitem ultrassom têm sido aplicados nos rotores de geradores

de energia eólica, a frequência de ultrassom funciona como um repelente às infestações de pássaros.

5.3 Sombreamento

Mais uma vantagem competitiva das usinas flutuantes se encontra na redução do sombreamento nos módulos fotovoltaicos, que quando associada à redução da temperatura de operação tende a aumentar a geração de energia em comparação com uma instalação (FV) em terra com inclinação similar. Contudo, destaca-se que tal redução é devido à inclinação utilizada nas usinas flutuantes, que tende a ser inferior à ótima, especialmente em latitudes mais altas, para redução da força de arrasto de ventos. Sistemas com rastreamento de um eixo também costumam apresentar perdas por sombreamento mais elevadas, dada a necessidade de maior espaçamento entre fileiras. Assim, novamente deve-se atentar se a comparação entre a usina flutuante (UFVF) e a em terra (UFV) está considerando um projeto típico para a localidade em questão. A variação do nível d'água do reservatório, pode afetar a inclinação dos módulos caso os flutuadores sejam instalados próximo à margem, podendo causar maior sombreamento ou à operação em ângulo desfavorável. Em reservatórios que sofram sentido de direção durante a operação, como em hidrelétricas reversíveis e usinas de regularização, esse efeito pode ser ainda mais acentuado (COSTA, 2017).

5.4 Evaporação dos reservatórios

Segundo estudos, a cobertura de 25% da superfície de reservatórios de hidrelétricas com (UFVF) poderia aumentar em 6,3% a disponibilidade de água, por redução da evaporação (FARFAN e BREYER, 2018). Por meio de modelos matemáticos estimaram o efeito da cobertura (UFVF) em reservatórios na Austrália, concluindo uma redução da taxa de evaporação em mais de 90% (ROSA-CLOT et al., 2017). Resultado equivalente foi estimado ao avaliar o efeito da cobertura (UFVF) em lagoas no Chile (TABOADA et al., 2017). Destaca-se que as regiões estudadas apresentam naturalmente elevadas taxas de evaporação, em função do clima seco. Logo, a cobertura desses corpos d'água tem efeito significativo.

Assim, os impactos na redução de evaporação podem ser interessantes em locais com baixa disponibilidade hídrica. Ressalta-se, contudo, que há outras soluções para redução de evaporação em reservatórios que podem ser mais interessantes em termos de viabilidade econômica. Alternativas para redução de evaporação utilizando filmes superficiais, que permitiria inclusive outros usos da água (embora com perda de eficiência do filme) de forma simultânea à aplicação (GUGLIOTTI, 2015). Também o uso de bolas de sombra para redução de evaporação, com estudo de dois casos, em Israel e em Los Angeles (EUA) (MALANDRINO et al., 2015).

De toda forma, cabe lembrar que, em grandes corpos de água, não é esperado que a cobertura de módulos fosse relevante em termos de fração da área total. Assim, a redução da evaporação, embora seja um ganho acessório das usinas flutuantes, não é a solução para esta questão. No entanto, para os casos nos quais sejam adotadas soluções que recubram grande parte do reservatório, acarretando significativa redução da evaporação, deverão ser estudadas também as alterações no microclima local (GALDINO et al., 2017).

5.5 Impactos na vida aquática

Diversos aspectos devem ser considerados para avaliação das alterações na biota aquática oriundas da implantação das (UFVFs), sendo o mais relevante o porte do empreendimento. A implantação em pequena escala tende a apresentar impactos na vida aquática irrelevantes, podendo, em alguns casos, resultar em alterações positivas para os organismos aquáticos (COSTA, 2017). Estas alterações positivas no ambiente são ocasionadas em função da ocorrência de níveis intermediários de distúrbios, que tendem a aumentar a biodiversidade local, possivelmente associados à criação de nichos ecológicos específicos (CONDE e ROCHA, 2006). O sombreamento de áreas do reservatório é um bom exemplo de efeito que possui uma certa dubiedade em relação às interferências na vida aquática. Em pequena escala, o sombreamento pode apresentar aspectos positivos relacionados à criação de áreas de abrigo a fauna. Ao passo que, caso sejam implantadas em um grande percentual da superfície do reservatório, o sombreamento pode causar a redução da atividade fotossintética local, acarretando desequilíbrios na cadeia trófica com eventuais favorecimentos de espécies e/ou redução de determinadas populações (GALDINO et al., 2017).

Neste sentido, a escolha do local de instalação das usinas (UFVF) possui especial relevância em relação às alterações no meio ambiente, sendo interessante privilegiar as regiões com maior fluxo de água e conseqüentemente menor tempo de residência, obviamente sem que haja comprometimento às estruturas.

5.6 Uso da terra

Uma das vantagens da usina solar flutuante está no fato de, ao contrário das usinas fotovoltaicas convencionais, praticamente não ocupar espaço em terra, apenas a área necessária para o eletrocentro e a conexão. Essa característica pode ser útil principalmente em países com alta densidade populacional e/ou com restrição de terra firme. No Brasil, a escassez de áreas para a implantação desses projetos não é considerada uma questão particularmente relevante. E excluindo-se unidades de conservação, terras indígenas, comunidades quilombolas, áreas de Mata Atlântica com vegetação nativa, áreas urbanas, reserva legal e área de preservação permanente, estimou-se que o potencial técnico para instalação de usinas fotovoltaicas seja superior a 28.500 GW. Foram consideradas apenas áreas com declividade inferior a 3%, e área superior a 0,5 km² (EPE, 2017). Ainda que não haja escassez de áreas, a economia com a não necessidade de compra ou arrendamento de terra, e com a preparação do solo pode ser citada como uma vantagem, evitando-se ainda impactos socioambientais associados à alteração de uso do solo, movimentação de terra, eventual supressão vegetal, perturbação da fauna, dentre outros. Muito embora o gasto com terreno seja em geral baixo nos projetos no Brasil, em determinadas regiões tal vantagem pode ser considerada. De maneira semelhante, restrições de locais de implantação podem levar essa solução a ser interessante, como por exemplo, o uso de açudes em propriedades rurais, mantendo a terra livre para a produção agropecuária e produzindo energia na modalidade micro/minigeração distribuída ou autoprodução.

Em contrapartida, deve-se considerar que as instalações fotovoltaicas flutuantes de grande porte poderão implicar em restrições à navegação, eventualmente causando interferências em atividades recreativas, de pesca e de turismo. A alteração na paisagem também poderá impactar as atividades de lazer e turismo (COSTA, 2017).

5.7 Instalação e manutenção

Fatores como rajadas de vento e outras condições meteorológicas podem ser complicadores na montagem e na ancoragem dos módulos fotovoltaicos, e na fase de operação da usina. A variação do nível d'água em reservatórios, se significativa, também pode ser um complicador. Por outro lado, em locais com ancoragem e fixação menos complexas, como em lagos artificiais ou açudes, a rapidez e facilidade de instalação são destacados como vantagens. Os corpos d'água onde serão instalados os sistemas flutuantes podem abrigar patrimônio arqueológico subaquático, de forma que deverão ser realizados estudos prévios para sua identificação e, se necessário, seu resgate ou a indicação de alteração locacional do projeto (COSTA, 2017).

5.8 Vida útil dos equipamentos

No decorrer de 25 anos, o impacto da umidade nos módulos fotovoltaicos e a possibilidade de corrosão de fixadores são pontos que devem ser avaliados. Fato é que o problema de corrosão é limitado quando o sistema flutuante está instalado em corpos de água doce, enquanto em água salgada devem ser adotadas soluções para amenizar tal condição (WORLD BANK GROUP, 2018). A vida útil dos flutuadores também pode ser um limitante, e essa questão, assim como eventuais necessidades de troca dos mesmos durante a operação devem ser avaliadas na fase de projeto. A maior umidade a que os módulos são expostos quando próximos da água pode ainda acelerar sua degradação, o que reforça a importância da escolha de equipamentos adequados à aplicação da estrutura flutuante (BORBA e NOVAK, 2018). Módulos com revestimento de filme com maior resistência à umidade ou de duplo vidro são considerados mais adequados para essas aplicações, podendo haver algum sobrecusto em relação aos módulos convencionais (KUMAR e MAJID, 2023). Assim como nas usinas solares fotovoltaicas instaladas em terra, o descarte dos painéis e demais componentes das plantas representa um desafio para a gestão socioambiental de resíduos. O Brasil, por meio da Política Nacional de Resíduos Sólidos, instituiu a responsabilidade compartilhada pelo ciclo de vida dos produtos, mas ainda não existe

infraestrutura nacional de reciclagem especializada em painéis fotovoltaicos (PNRS, 2010).

5.9 Albedo

O albedo pode ser definido como a medida da quantidade de radiação solar refletida por um corpo ou uma superfície, sendo calculado como a razão entre a quantidade de radiação refletida e a quantidade de radiação recebida. O software PVSyst sugere valores de albedo, mas, devido ao sistema ser projetado para ser instalado sobre um corpo d'água, é fundamental que o valor de albedo seja pertinente a este material (PINHO e GALDINO, 2014). Valores de albedo em diferentes angulações entre o sol e a superfície d'água são recomendados na Tabela 5.

Tabela 5 - Valores de albedo para corpo d'água

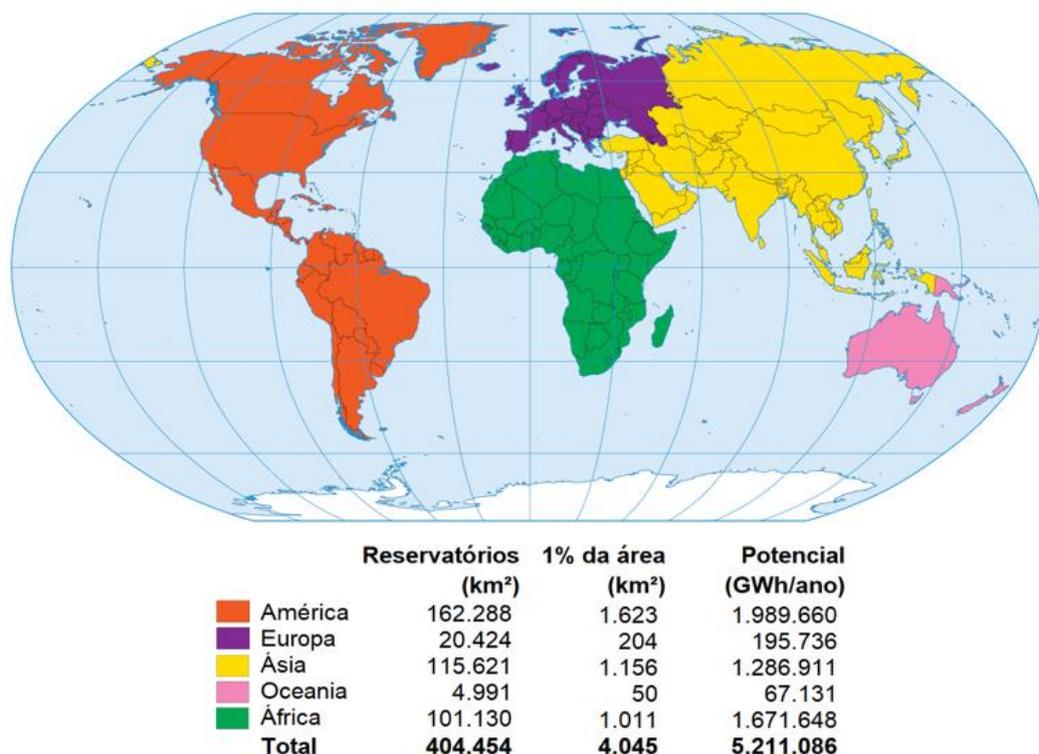
Albedo para água	
Ângulo entre o sol e a superfície	Albedo
>45°	0,05
30°	0,08
20°	0,12
10°	0,22

Fonte: Software PVSyst (2022)

5.10 Dados Internacionais

Estudo do Banco Mundial apresenta uma estimativa do potencial da capacidade instalada GWp de (UFVF) em reservatórios de (UHE), e outra da geração de energia para cada continente (Figura 22), considerando diferentes percentuais de cobertura, resultando em cerca de 4.000 GW e 5.200 TWh por ano ao se considerar 1% de utilização da área superficial disponível do reservatório, minimizando os impactos ambientais (WORLD BANK GROUP, 2018).

Figura 22 – Potencial de geração de energia (UFVF) em reservatórios por continente

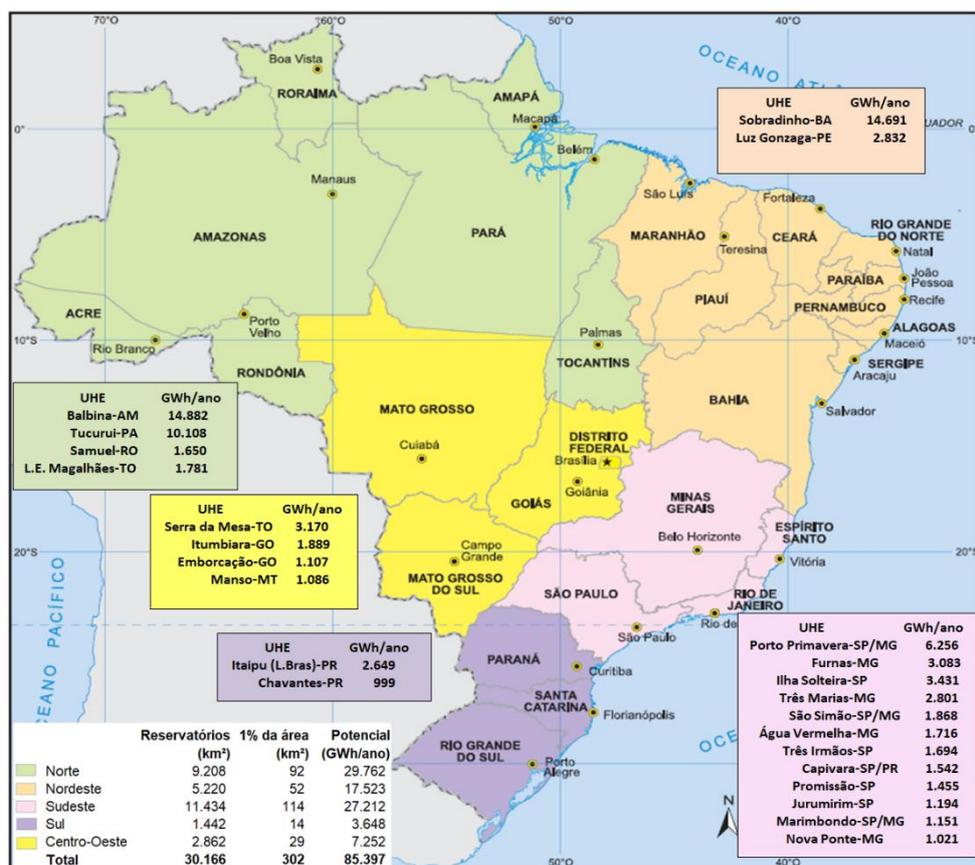


Fonte: Adaptado de IBGE e World Bank Group 2019.

5.11 Potencial de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Usinas Hidrelétricas no Brasil.

No Brasil, a hidroeletricidade é responsável por cerca de 70% da energia elétrica gerada, e do total de 166 GW de capacidade instalada, 114 GW são provenientes de usinas hidrelétricas (ANEEL, 2018). Um enorme potencial de energia hídrica ainda existe, mas a maior parte está na região Norte do Brasil, onde a demanda de energia é baixa e reservatórios muito grandes são necessários para estabilizar a produção de energia (MAUÊS, 2019). Há o fato também da necessidade da construção de extensas linhas de transmissão, que também devem atender as leis ambientais de preservação do Meio Ambiente, e um custo elevado em desapropriações e investimentos em equipamentos de transmissão. Portanto, para os próximos anos há o risco de déficit de energia, conforme a demanda aumenta. A Figura 23 mostra o potencial de geração (UFVF) em reservatórios das principais UHE do Brasil.

Figura 23 – Potencial de geração (UFVF) nas principais UHE´s do Brasil



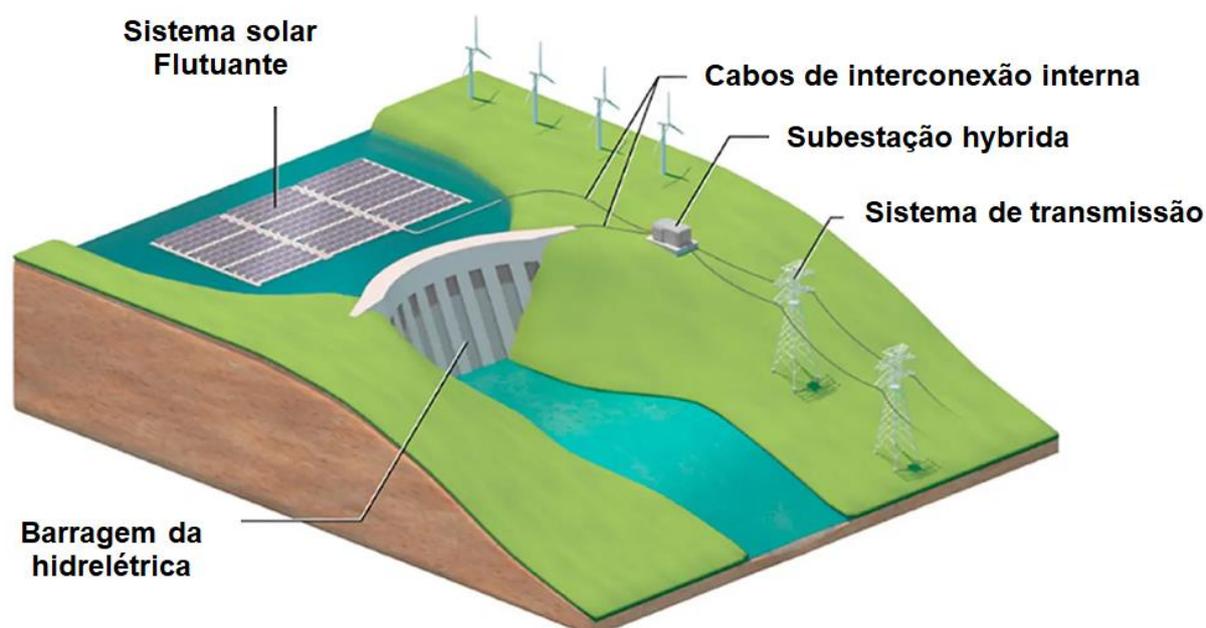
Fonte: Adaptado de IBGE e dados da ANA e Software PVsyst

6 SISTEMA HÍBRIDO SOLAR FLUTUANTE E USINA HIDRELÉTRICA

A usina fotovoltaica é diretamente conectada há uma linha de transmissão para a Subestação hidrelétrica. O sistema híbrido é operado de forma que a geração de energia dos componentes hidro e fotovoltaicos complementam-se (CHOI, 2014). Depois que a planta fotovoltaica foi adicionada, o operador da rede começa a emitir uma potência maior no ponto de ajuste de despacho durante o dia. Como esperado, em um dia normal, a produção da instalação hidrelétrica é agora reduzida, especialmente das 11h às 16h, quando a geração fotovoltaica é alta. A energia economizada é então solicitada pelo operador para ser usado durante o início da manhã e tarde da noite.

Embora haja geração diária, o padrão da energia hidrelétrica mudou, o reservatório de água pode ser mantido ao nível, para também atender aos requisitos de água de outros reservatórios a jusante. Toda a energia gerada pelo sistema híbrido é totalmente absorvida pela grade, sem qualquer restrição. Este sistema mostra que hidro turbinas podem fornecer uma resposta adequada conforme a demanda solicitada e variação do fornecimento fotovoltaico apresenta variação durante o dia e as estações do ano. A Figura 24 mostra de forma simplificada a interconexão dos sistemas hidrelétrico e solar a rede de transmissão.

Figura 24 – Interconexão dos sistemas hidrelétrico e solar a rede de transmissão.



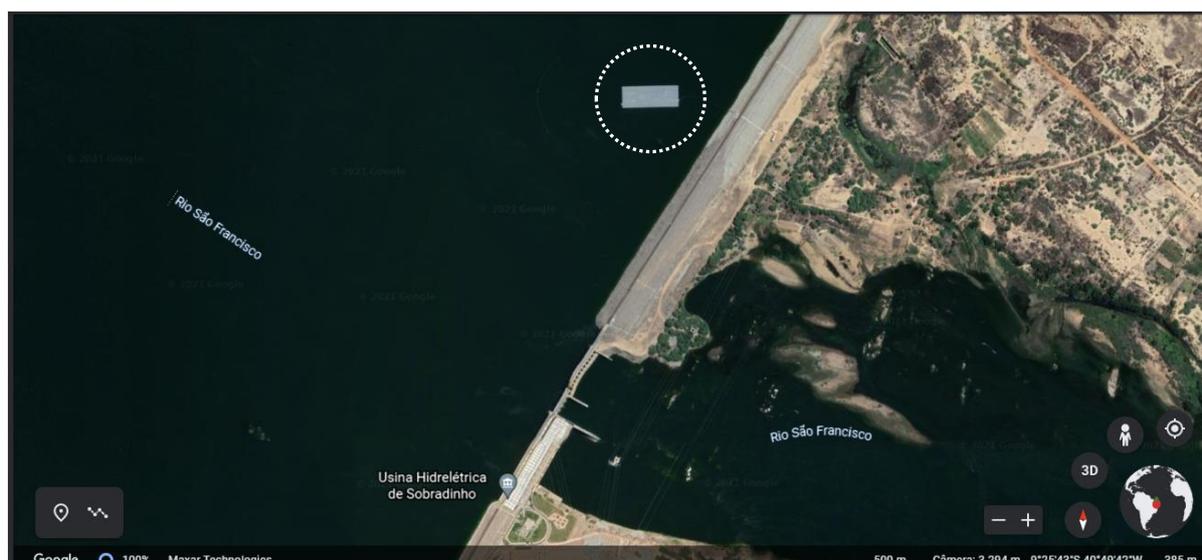
Fonte: Adaptado de World Bank Group (2019)

7 UFVF DE SOBRADINHO-BA

A Usina Hidrelétrica de Sobradinho, está conectada a uma subestação com 9 transformadores elevadores de tensão de 3 enrolamentos com potência de 133,33 MVA cada, totalizando uma potência de 1200 MVA disponíveis, onde foi implantada no lago do reservatório a primeira Usina Solar Flutuante de grande porte no Brasil (CHESF, 2022). O projeto se baseou na utilização da potência ociosa da subestação para aproveitamento da conexão de Sobradinho, para gerar energia sem comprometer o despacho centralizado da (UHE). A primeira etapa da usina (UFVF),

instalada pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), no reservatório da usina hidroelétrica de Sobradinho no estado da Bahia, com capacidade de gerar 1MWp de energia, foi inaugurada no dia 5 de agosto de 2020 (CHESF, 2022). A usina flutuante conta com 3792 módulos fotovoltaicos, instalados em uma área total de 11 mil metros quadrados. Fixada ao fundo do lago por cabos, conta com material próprio para suportar o peso dos módulos fotovoltaicos e dos trabalhadores que atuam na instalação e manutenção dos equipamentos. Na segunda etapa do projeto foram instalados mais 5688 módulos com capacidade de gerar 1,5MWp de energia, perfazendo uma capacidade total instalada de 2,5MWp, totalizando investimento de R\$ 56 milhões (CHESF, 2022). A Figura 25 mostra a planta da (UFVF) no reservatório da Hidrelétrica de Sobradinho-BA.

Figura 25 – Planta (UFVF) no reservatório da (UHE) de Sobradinho-BA.



Fonte: Google Earth (2022)

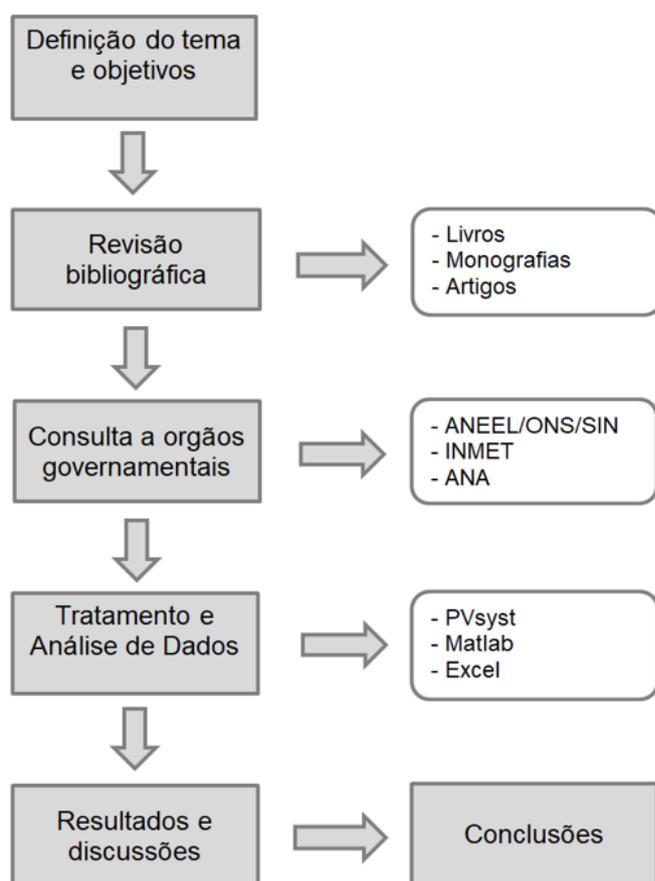
8 METODOLOGIA

O presente trabalho desenvolveu a abordagem de pesquisa semiquantitativa com uso de computação para simulação do potencial solar da UHE estudada, seu foco está em compreender se é viável e eficiente o uso de UFVF em reservatórios de UHE. A natureza aplicada considera dados e problemas existentes, o objetivo de viés

descritivo deve colaborar com evidências que comprovem a eficiência do tema, por meio do levantamento de dados consolidados.

O procedimento de estudo de caso e pesquisa bibliográfica realizou o estudo do funcionamento da tecnologia, se baseando em dados disponibilizados por órgãos do setor energético, monografias e relatórios de pesquisas, para obtenção do embasamento da parte teórica e de cálculos, com possível compreensão de outros reservatórios e situações similares. A Figura 26 mostra os procedimentos metodológicos aplicados na produção deste trabalho.

Figura 26 – Procedimento Metodológico.



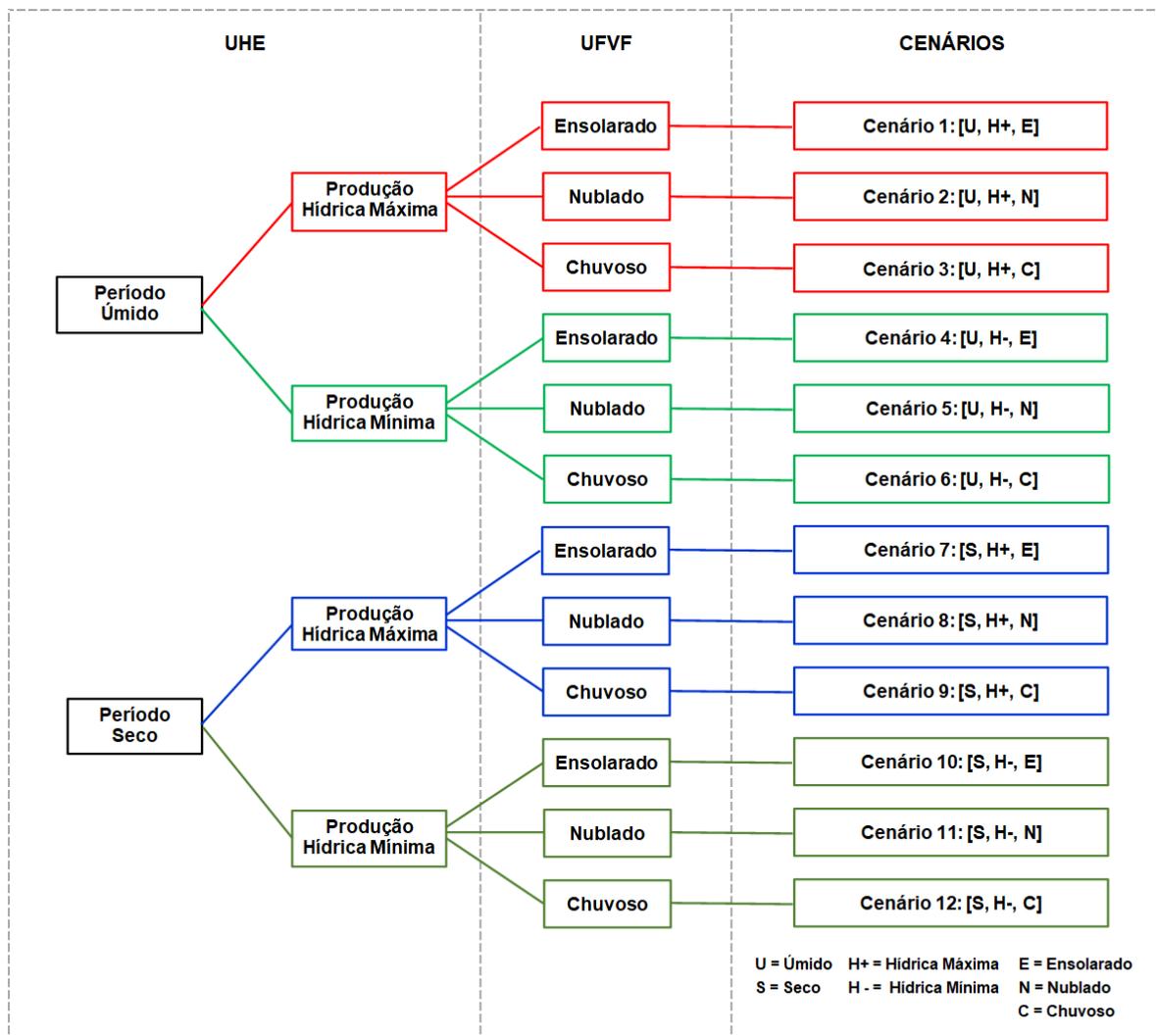
Fonte: Elaborado pelo autor

Utilizando a base de dados de órgãos governamentais, catálogos de fabricantes de usinas solares fotovoltaicas flutuantes na operação conjunta com usinas hidrelétricas, foi realizada a ordenação das informações da produção de energia elétrica diária ($\text{MWh}\cdot\text{d}^{-1}$) por fonte hídrica e vazão ($\text{m}^3\cdot\text{s}^{-1}$) correspondente da

UHE selecionada, que serviu como estudo de caso para demonstração conceitual da metodologia desenvolvida. Em seguida realizou-se o levantamento das informações de localização geográfica de latitude e longitude da UHE, e possível geração anual de energia diária ($MWh.d^{-1}$) por UFVF, em função de percentual limitado a 1,0% da área total superficial disponível (km^2) do espelho d'água do reservatório da UHE. O software PVsyst (versão 7.2), foi utilizado como ferramenta de simulação do potencial de geração de energia fotovoltaica flutuante, devido ser reconhecido mundialmente e possuir validação do Folsom Labs (Anexo D). Foi inserido no software PVsyst os dados de localização geográfica, potência de geração solar, plano de inclinação em graus dos módulos fotovoltaicos, azimute, albedo, seleção dos módulos fotovoltaicos e inversores. Concluída as etapas de inserção de dados e seleção de equipamentos o programa realizou a simulação, e forneceu os resultados em forma de um relatório completo com tabelas e gráficos. A partir destes dados, os volumes úteis dos reservatórios de água foram calculados como porcentagem de seus valores máximos e funcionaram como unidade básica na análise. A geração de energia hidrelétrica e a geração de energia solar fotovoltaica foram representadas como volume equivalente de água no reservatório que pode ser reservado ou descarregado pelas turbinas da usina hidrelétrica, na produção de energia elétrica.

O software MATLAB foi empregado na simulação matemática e produziu figuras gráficas com base no balanço hídrico, nos 12 cenários investigados, como o equilíbrio de geração de energia elétrica e a distribuição racional da carga diária, semanal, mensal e anual entre a UHE e UFVF. Desta forma, pode-se confirmar a capacidade da UHE para compensar a UFVF nos cenários desfavoráveis e regular a carga de pico. Foi possível estimar a reserva hídrica do reservatório considerando a operação conjunta em sistema híbrido UHE+UFVF, analisando às inconsistências pluviométricas da energia hidrelétrica em diferentes meses do ano e a característica da energia solar ser incerta em diferentes condições meteorológicas, estabelecendo doze cenários de programação de geração, nas incertezas sazonais, hídricas e meteorológicas (Figura 27).

Figura 27 - Cenários de geração de energia elétrica em sistemas híbridos considerando as incertezas sazonais, hídricas e meteorológicas.



Fonte: Elaborado pelo autor

Por último, realizou-se a avaliação financeira do projeto, com o propósito de estimar o investimento necessário, comparando uma UFVF e uma UFV instalada no solo, com base em valores pesquisados na literatura para projetos realizados, considerando;

CAPEX – *Capital Expenditure*; Despesas de investimentos em bens para aquisição de equipamentos de instalações.

OPEX – Operational Expenditure; Despesas operacionais em manutenção de equipamentos.

O tempo de retorno de investimento foi estimado com base na arrecadação acumulada de tarifa de venda de eletricidade do agente gerador de eletricidade (CCEE, 2022), limitado pelo período de início de operação da UFVF até que a arrecadação seja igual ao valor de investimento do projeto. O presente trabalho não objetivou realizar uma avaliação financeira aprofundada, e sim uma estimativa com base em projetos similares já executados.

8.1 Análise da capacidade de geração de energia hidráulica e fotovoltaica

A viabilidade técnica de operação da UHE em conjunto com a UFVF, formulada com base na produção de energia elétrica de um dia, semana ou mês, buscando o equilíbrio de produção das duas fontes de energia e atendimento das seguintes metas de demanda de energia contratada;

- A vazão diária da UHE deve atender o nível mínimo proposto pelos departamentos de gestão de bacias hidrográficas.
- A produção da UFVF deve atingir um nível constante ao longo do dia e garantir que a eletricidade produzida tenha acesso ao sistema de transmissão.
- A cogeração (UHE+UFVF) deve atender o cronograma de despacho de energia coordenado pelo SIN.

A produção diária da UHE e UFVF é a soma dos valores obtidos por hora e foi expressa pelas seguintes equações:

$$EH = \sum_{i=1}^{24} EHi \quad (1)$$

EHi - Produção de energia hídrica em i-th hora.

EH - Produção de energia hídrica diária.

$$EF = \sum_{i=1}^{24} EFi \quad (2)$$

EFi - Produção de energia fotovoltaica em i-th hora.

EF - Produção de energia fotovoltaica diária.

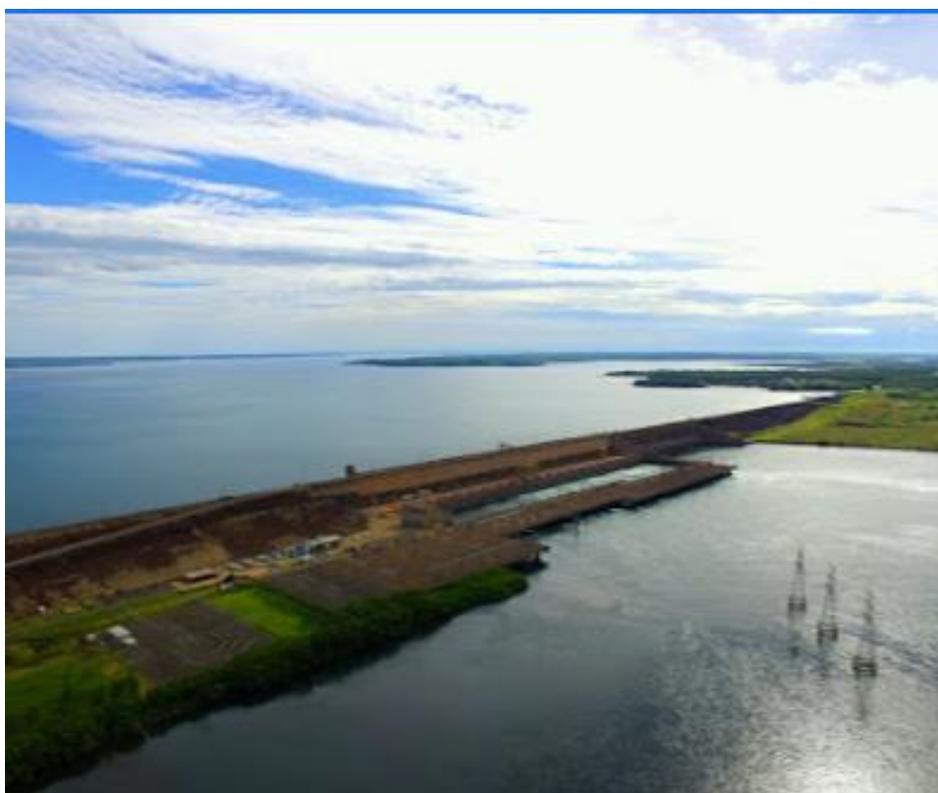
Devido à incerteza sazonal da energia hidrelétrica, onde os fluxos médios de água variam nas diferentes estações do ano, e como a tecnologia fotovoltaica converte instantaneamente a irradiância solar em eletricidade, também varia nas diferentes condições meteorológicas, não é razoável realizar um estudo de viabilidade técnica, considerando apenas um cenário de avaliação. Portanto para este estudo de viabilidade técnica consideramos as seguintes premissas, conforme estabelecido pelas agências do setor elétrico (ANEEL, 2018) e (CCEE, 2022) para efeito de contabilização financeira mensal dos sistemas de geração de energia elétrica:

- A classificação dos meses do ano em períodos seco e úmido, com o período seco compreendendo os meses de maio a novembro (7 meses) e o período úmido, os meses de dezembro a abril (5 meses).
- A produção de energia elétrica máxima e mínima considerando as fontes hídricas nos períodos úmido e seco.
- A incerteza da geração fotovoltaica, considerando a possibilidade de um dia com diferentes condições meteorológicas como: ensolarado, nublado ou chuvoso.

9 ESTUDO POR SIMULAÇÃO – UHE DE ILHA SOLTEIRA-SP

Para estudo por simulação, foi selecionada a UHE de Ilha Solteira-SP, como referência para implantação de uma UFVF no lago do reservatório. A UHE de Ilha Solteira, está localizada no Rio Paraná, entre os municípios de Ilha Solteira (SP) e Selvíria (MS). Em conjunto com Jupia, compõe o sexto maior complexo hidrelétrico do mundo, com potência instalada de 3.444,0 MW, tem 20 unidades geradoras com turbina tipo Francis. A barragem tem 5.605 m de comprimento e o reservatório tem 1.195 km² de extensão (Figura 28).

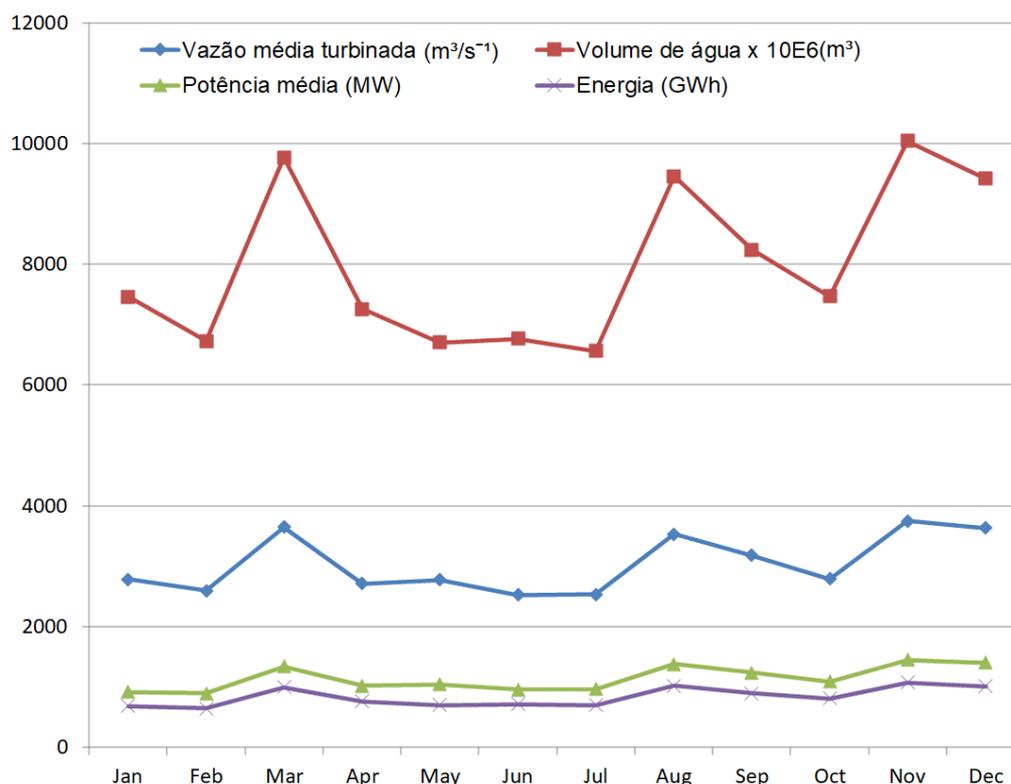
Figura 28 – UHE de Ilha Solteira-SP



Fonte: CTG Brasil (2022)

Na Figura 29 mostra a base de dados disponibilizada pela (ONS, 2022) e (ANA, 2022), foi possível obter o histórico do ano de 2022 da potência média (MW) e vazão média turbinada (m³/s) da UHE de Ilha Solteira, como também o volume hídrico potencial para geração elétrica, considerando o período de jan/22 a dez/22.

Figura 29 – Geração hidrelétrica na UHE de Ilha Solteira-SP

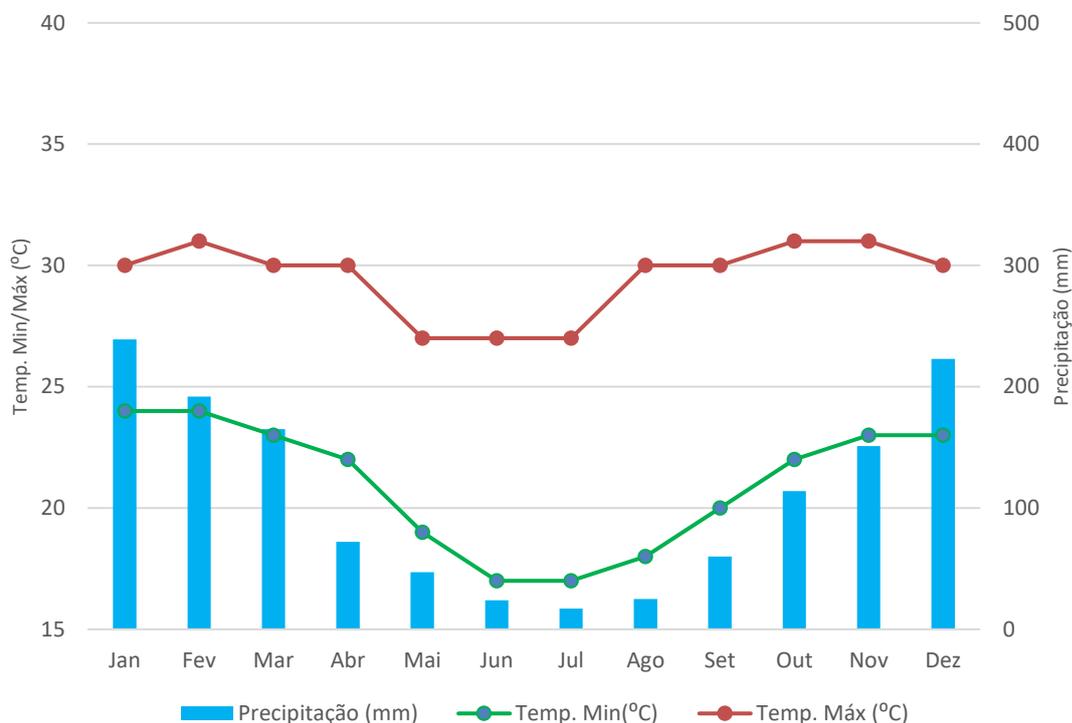


Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados da ONS e ANA

9.1 Clima e condições meteorológicas médias em Ilha Solteira

Em Ilha Solteira, ao longo do ano, a temperatura varia de 15 °C a 33 °C e raramente é inferior a 11 °C ou superior a 37 °C. A estação quente permanece por 3 meses, de 2 de setembro a 4 de dezembro, com temperatura máxima média diária acima de 32 °C. A estação fresca permanece por 2,4 meses, de 10 de maio a 24 de julho, com temperatura máxima diária em média abaixo de 28 °C. É considerado dia com precipitação aquele com mínima líquida de 1 milímetro. A estação de maior precipitação dura 5,3 meses, de 24 de outubro a 3 de abril, com probabilidade acima de 37% de que um determinado dia tenha precipitação. A estação seca dura 6,7 meses, de 3 de abril a 24 de outubro. O mês com menor número de dias com precipitação em Ilha Solteira é julho, com média de 2,4 dias com pelo menos 1 milímetro de precipitação. O mês com mais dias de chuva em Ilha Solteira é janeiro, com média de 20,3 dias, (Figura 30).

Figura 30 - Clima em Ilha Solteira

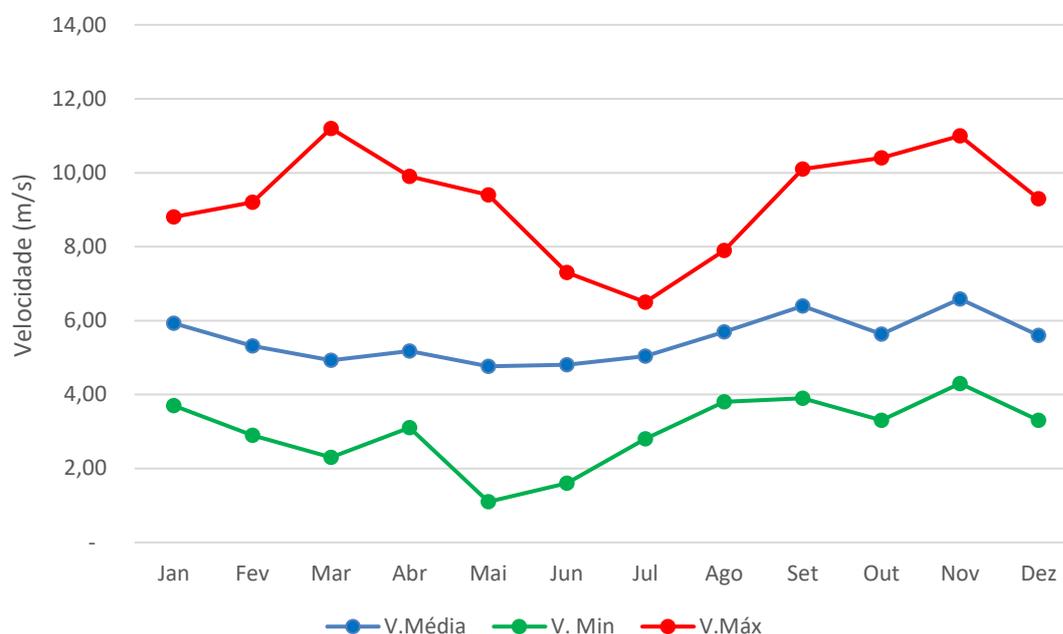


Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados do canal clima da UNESP

9.1.1 Velocidade média do vento em Ilha Solteira

A época de mais ventos no ano dura 4,3 meses, de 27 de junho a 5 de novembro, com velocidades médias do vento acima de 11,9 quilômetros por hora. O mês de ventos mais fortes em Ilha Solteira é setembro, com 13,8 quilômetros por hora de velocidade média horária do vento. A época mais calma do ano dura 7,7 meses, de 5 de novembro a 27 de junho. O mês de ventos mais calmos em Ilha Solteira é fevereiro, com 9,9 quilômetros por hora de velocidade média horária do vento. O vento mais frequente do leste durante 9,6 meses, de 11 de fevereiro a 28 de novembro, com porcentagem máxima de 54% em 8 de abril. O vento mais frequente vem do norte durante 2,4 meses, de 28 de novembro a 11 de fevereiro, com porcentagem máxima de 37% em 1 de janeiro, (Figura 31).

Figura 31 - Velocidade média do vento em Ilha Solteira

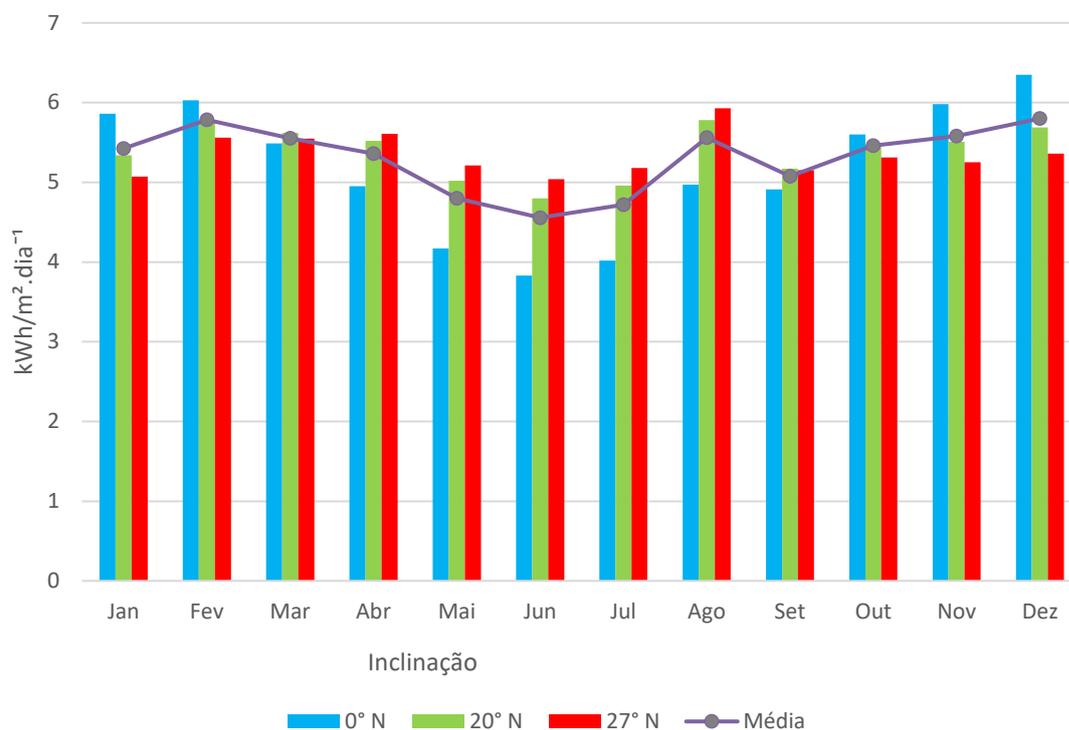


Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados do canal clima da UNESP

9.1.2 Energia Solar

O período mais radiante do ano dura 3,2 meses, de 23 de setembro a 31 de dezembro, com média diária de ondas curtas incidentes por metro quadrado acima de 6,1 KWh. O mês mais radiante do ano em Ilha Solteira é novembro com média de 6,5KWh. O período mais escuro do ano dura 2,3 meses, de 14 de maio a 24 de julho, com média diária de energia de ondas curtas incidentes por metro quadrado abaixo de 4,8 KWh. O mês mais escuro do ano em Ilha Solteira é junho, com média de 4,4 KWh, (Figura 32).

Figura 32 - Média diária de energia solar de ondas curtas incidente em Ilha Solteira.

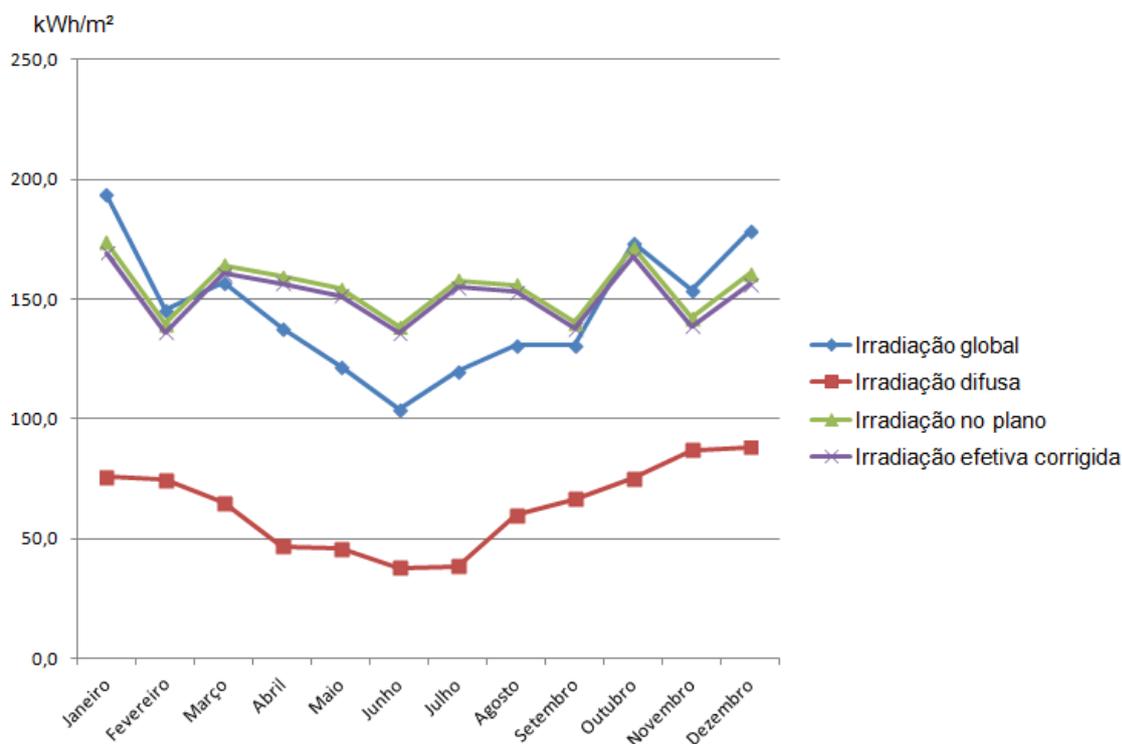


Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados do Sundata/Cresesb

9.2 Dimensionamento da UFVF de Ilha Solteira-SP

Para o dimensionamento da UFVF, vem a questão de intensidade de irradiação solar, com painéis fotovoltaicos ocupando no máximo 1% da área do reservatório da UHE de Ilha Solteira para produção de energia elétrica que possibilite a operação da UFVF e a UHE em sistema de cogeração de energia elétrica. Para solucionar essa questão, foi utilizado o software PVsyst (Anexo D). Na Figura 33 mostra os dados de irradiação solar que caracterizam a região de Ilha Solteira, com base na localização geográfica $-20,38^{\circ}\text{S}$ e $-51,36^{\circ}\text{W}$, o relatório detalhado encontra-se no (Anexo E).

Figura 33 – Irradiação solar da região de Ilha Solteira-SP



Fonte: Elaborado pelo autor a partir do software PVsyst

9.2.1 Painel Fotovoltaico

Os primeiros empreendimentos fotovoltaicos flutuantes utilizam painéis com módulos de silício monocristalino, enquanto os mais recentes utilizam módulos policristalino, que constituem os módulos mais empregados em sistemas fotovoltaicos atualmente (AHLERT, 2017). Um fator importante a considerar, é que os módulos fotovoltaicos estão sujeitos à degradação natural com o uso e incidência solar. Sendo a maior causa à penetração de umidade, que pode ser maior em locais quentes e úmidos. Módulos tradicionais (standard) com folha traseira de plástico (backsheet) não suportam condições climáticas agressivas. Portanto em locais de alta temperatura e elevada umidade é necessário empregar módulos Double-glass (com duas lâminas de vidro, frontal e traseira) (VILLALVA, 2015).

Desta forma, foi selecionado o módulo fotovoltaico de tecnologia de silício policristalino de 250Wp e 60 células, com dimensões de 1640 mm de comprimento por 992 mm de largura e 50 mm de espessura, especificado na Tabela 6.

Tabela 6 - Especificação do módulo fotovoltaico

250Wp - Temp. ref. 25°C	Valor
Irradiância solar (Gref)	1000 W/m ²
Potência máxima (Pmpp)	600,00 Wp
Tensão máxima (Vmpp)	34,40 V
Tensão de circuito aberto (Voc)	41,50 V
Corrente máxima (Impp)	17,44 A
Corrente de curto-circuito (Isc)	18,52 A
Coeficiente de temperatura	-40 ~ ± 85°C
Eficiência	21,20%

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do PVSyst

9.2.2 Inversor CC/CA

O inversor de corrente contínua para corrente alternada, precisa garantir a performance de uma (UFVF) de grande capacidade. Para definição do inversor a ser conectado ao sistema de geração fotovoltaica, é fundamental a determinação dos níveis de tensão, corrente, eficiência de conversão, flexibilidade de instalação, durabilidade e segurança. Esses equipamentos realizam a conversão de potência C.C, fornecida pelo sistema de geração fotovoltaica em potência CA, a ser fornecida na rede elétrica, com tensão e frequência sincronizados no ponto de conexão do inversor a rede elétrica CA. O inversor deve também realizar o seguimento do ponto de máxima potência do sistema de geração fotovoltaica, de tal forma que seja disponibilizado na entrada do inversor a máxima potência (ZILLES, 2012).

Para seleção do inversor, foram analisados os equipamentos selecionados na Chamada 13 da Aneel, com predomínio do fabricante Ingeteam, que aparece em 10 dos 13 projetos (LOPES, 2013). Como esse fabricante tem seus equipamentos no

banco de dados do PVsyst (Anexo D), foi selecionado o modelo Ingeteam/Ingecon Sun1110TL, especificado na Tabela 7.

Tabela 7 – Especificação do Inversor CC/CA

Ingecom Sun 1110TL	Valor	
Entrada CC		
Faixa de potência	1124,2 a 1141,1	kWp
Faixa de tensão MPP	580 a 820	V
Tensão máxima	1050	V
Corrente máxima	2000	A
Nº de entradas	15	
Máx. corrente em cada entrada	40 a 410	A
Saída CA		
Potência 30°C / 50°C	1108,5 / 1020	kVA
Corrente 30°C / 50°C	1600 / 1472	A
Tensão	400	V
Frequência	50 / 60	Hz
Cosseno phi	1	
Distorção harmônica total THD	< 3	%

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do PVsyst

9.2.3 Estimativa da produção de energia elétrica por meio de fonte hídrica

Para a estimativa da produção de energia elétrica de uma UHE, consideramos que o período úmido é composto pelos meses de dezembro, janeiro, fevereiro, março e abril. O período seco composto pelos meses de maio, junho, julho, agosto, setembro, outubro e novembro. Conforme levantamento anual da produção de energia disponibilizado pelo ONS no decorrer do ano de 2021, foi realizado o levantamento da produção média diária de energia elétrica em cada mês, e constatou-se que é uma fonte de produção de energia contínua durante as 24h do dia, como também foi possível identificar que a partir do mês de maio começa a ter um declínio

da produção de energia elétrica até o mês de novembro, caracterizando o período seco. A partir do mês de dezembro há uma elevação da produção de energia elétrica até o mês de abril, demonstrando o período úmido (Tabela 8).

Tabela 8 - Produção diária de energia através de fonte hídrica (UHE)

Hora	Período úmido (MW)					Período seco (MW)						
	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov
0	945	1258	1276	1172	1254	1222	901	721	981	1213	846	846
1	945	1258	1276	1172	1254	1222	901	721	981	1213	846	846
"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
22	945	1258	1276	1172	1254	1222	901	721	981	1213	846	846
23	945	1258	1276	1172	1254	1222	901	721	981	1213	846	846
MWh.d ⁻¹	22680	30192	30624	28128	30096	29328	21624	17304	23544	29112	20304	20304

Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados do ONS

9.2.4 Estimativa da produção de energia elétrica empregando a fonte solar

Para o cálculo estimado da produção de energia elétrica proveniente de uma UFVF, foi empregado o software PVsyst, sendo necessária a definição dos seguintes parâmetros;

- Localização da UFVF com base na posição de coordenadas geográficas (latitude e longitude).
- Potência que a UFVF deverá gerar.
- Seleção do módulo fotovoltaico.
- Seleção do Inversor.

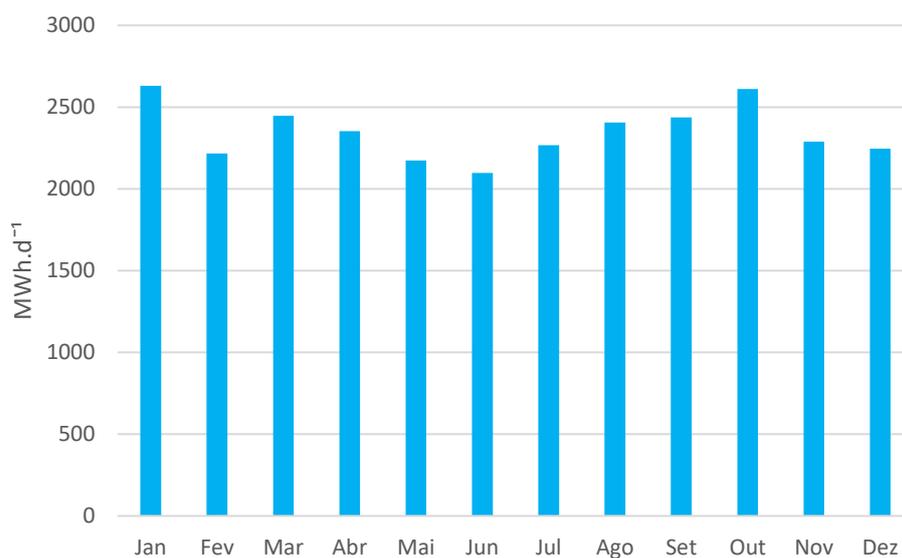
Com a inserção desses dados o PVsyst (Anexo E) apresenta várias tabelas e gráficos, como os valores de produção de energia elétrica com as médias diárias mensais, em uma tabela em conformidade com os dados da produção hídrica. Estes resultados foram importantes para o estudo dos doze cenários de avaliação. Empregando os resultados obtidos, observou-se que a produção de energia elétrica por fonte solar é intermitente, tendo sua produção média mais intensa no período das 6h às 18h, ocorrendo o pico de produção às 12h (Tabela 9) e (Figura 34).

Tabela 9 - Produção média diária de energia solar (MW)

Hora	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1
6	9	1	0	0	0	0	0	0	1	16	23	19
7	83	57	58	58	45	16	8	43	73	101	103	95
8	184	138	158	163	137	124	123	140	168	197	192	182
9	266	206	244	244	215	212	222	229	254	270	254	241
10	319	269	303	303	277	269	293	295	314	315	296	279
11	316	270	316	318	304	306	331	334	333	339	282	270
12	325	268	326	318	313	323	337	341	327	344	287	271
13	316	267	309	292	307	300	316	328	312	333	269	265
14	292	257	268	266	261	255	279	286	275	287	237	230
15	244	224	232	214	196	189	215	224	213	225	186	192
16	174	165	159	135	111	100	125	139	129	139	115	133
17	88	84	72	43	6	3	17	44	39	44	41	61
18	14	10	2	0	0	0	0	0	0	0	0	6
MWh.d ⁻¹	2631	2216	2447	2353	2173	2097	2267	2405	2438	2610	2288	2246

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do PVSyst – 2022

Figura 34 – Gráfico da produção média diária de energia solar (MW)



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do PVSyst - 2022

Este estudo de viabilidade técnica, avaliou doze cenários distintos para definir os percentuais de produção de energia em diferentes estações do ano, em dias nublados e chuvosos, em relação a dias ensolarados e secos. Portanto é importante interpretar

o comportamento climático em sistemas fotovoltaicos, observando-se que os componentes de radiação direta, difusa e refletida somados geram a radiação global (NEVES, 2016). Em (INMET, 2022) foi disponibilizado a base de dados com histórico anual da irradiação solar global, temperatura e velocidade do vento para diferentes localidades do território nacional. Esses dados também são possíveis de obter através do software PVsyst (Anexo D). A radiação solar é uma variável meteorológica afetada pela presença de nuvens no céu, pois elas atenuam incidência de radiação solar direta ao absorver quase toda a radiação no comprimento de onda do infravermelho. Assim, as diferentes condições de cobertura do céu por nuvens resultam em diferentes padrões de radiação solar que chega à superfície (NEVES, 2016).

9.2.5 Eficiência de um módulo solar fotovoltaico

Considera-se a eficiência de um módulo solar fotovoltaico, o seu potencial de conversão da luz solar em energia elétrica por metro quadrado. Os valores informados pelos fabricantes são determinados em laboratório por meio de testes que utilizam padrões definidos pela indústria solar, para atestar a qualidade e eficiência dos equipamentos, reconhecido internacionalmente pela sigla STC (*Standard Test Conditions*), ou seja, “Condições Padrão de Teste”. Desta forma é possível avaliar e comparar os diferentes módulos fotovoltaicos de forma mais precisa, sendo três as condições padrão de teste:

1. Temperatura da célula = 25°C

Não é a temperatura ambiente, e sim a temperatura do módulo durante o teste.

2. Irradiação solar = 1000 Watts.m²

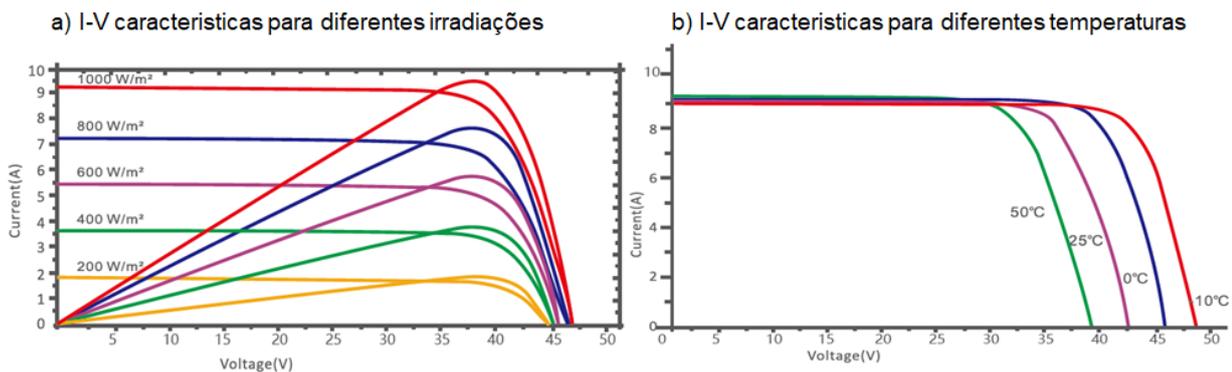
Referente a uma média de quantidade de luz solar, que incide na superfície terrestre.

3. Massa de ar = 1,5 kg/m³

Está relacionada à extensão da atmosfera terrestre, que a luz solar atravessa antes de atingir o solo, e ao ângulo do sol em relação a um ponto na terra.

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos disponibilizam fichas técnicas, e por meio de gráficos, apresentam as características de eficiência para geração de corrente e tensão para diferentes irradiações e temperaturas (Figura 35).

Figura 35 – Curvas de eficiência de um modulo fotovoltaico, em função da irradiação solar e temperatura em condições padrão de teste.



Fonte: Resun Solar Energy

No gráfico da Figura 35a, analisando as curvas das diferentes irradiações solares e os eixos de abscissa para voltagem (V) e ordenada corrente (A). É possível calcular a eficiência de um modulo fotovoltaico, por meio das equações:

$$P_{\text{máx}} = V \times I \quad (3)$$

$$I_{\text{rt}} = I_{\text{r}} \times A \quad (4)$$

$$E_f(\%) = \frac{P_{\text{máx}}}{I_{\text{T}}} \quad (5)$$

Onde:

V - Tensão (DC)

I - Corrente (DC)

$P_{\text{máx}}$ - Potência máxima gerada (W)

I_{r} – Incidência de energia solar (W/m^2)

I_{rt} – Incidência total de energia solar (W/m^2)

A – área do painel solar (m^2)

$E_f(\%)$ – Eficiência do modulo

Na Figura 35b é mostrada a eficiência do módulo fotovoltaico em função da temperatura, mas é importante consultar na ficha técnica do módulo solar, a temperatura nominal de operação (NOCT) e o coeficiente de temperatura (CT). A tabela 10 mostra as temperaturas e classificações máximas de módulos fotovoltaicos, disponibilizados nas fichas técnicas dos fabricantes. Com esses dados é possível calcular a perda de eficiência do módulo em função da temperatura empregando a equação:

$$P_{ef}(\%) = (NOCT - T_{std}) \times CT \quad (6)$$

Onde:

$P_{ef}(\%)$ – Perda de eficiência do módulo

NOCT – Temperatura nominal de operação

T_{std} – Temperatura de operação em condições padrão de teste

Tabela 10 - Temperaturas e classificações máximas de módulos fotovoltaicos

Temperatura nominal de operação da célula	45°C±2°C
Coeficiente de temperatura de V_{oc}	-0.32%/°C
Coeficiente de temperatura de I_{sc}	0.05%/°C
Coeficiente de temperatura de P_{max}	-0.39%/°C
Temperatura operacional	-40°C~+85°C
Tensão máxima do sistema	1000V(IEC)/600V(UL)
Classificação máxima do fusível da série	15A
Corrente reversa limite	15A

Fonte: Resun Solar Energy

Com os dados do (INMET, 2022) de irradiação solar e as curvas de eficiência em função da irradiação e temperatura do módulo fotovoltaico selecionado, é possível estimar o percentual de produção de energia elétrica nas condições de dia nublado e chuvoso a partir da condição de dia ensolarado e seco. Definidas as condições de produção fotovoltaica em dia ensolarado, seco, nublado e chuvoso, obtém-se 6 cenários possíveis na produção de energia fotovoltaica (Tabelas 11a e 11b).

Tabela 11a - Produção média diária de Energia Solar (MW) - Período úmido

Hora	Ensolarado					Nublado					Chuvoso				
	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr
5	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	19	9	1	0	0	11	5	1	0	0	2	1	0	0	0
7	95	83	57	58	58	57	50	34	35	35	10	8	6	6	6
8	182	184	138	158	163	109	110	83	95	98	18	18	14	16	16
9	241	266	206	244	244	145	160	124	146	146	24	27	21	24	24
10	279	319	269	303	303	167	191	161	182	182	28	32	27	30	30
11	270	316	270	316	318	162	190	162	190	191	27	32	27	32	32
12	271	325	268	326	318	163	195	161	196	191	27	33	27	33	32
13	265	316	267	309	292	159	190	160	185	175	27	32	27	31	29
14	230	292	257	268	266	138	175	154	161	160	23	29	26	27	27
15	192	244	224	232	214	115	146	134	139	128	19	24	22	23	21
16	133	174	165	159	135	80	104	99	95	81	13	17	17	16	14
17	61	88	84	72	43	37	53	50	43	26	6	9	8	7	4
18	6	14	10	2	0	4	8	6	1	0	1	1	1	0	0
MWh.d ⁻¹	2245	2630	2216	2447	2354	1347	1578	1330	1468	1412	225	263	222	245	235

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do PVSyst

Tabela 11b - Produção média diária de Energia Solar (MW) - Período seco

Hora	Ensolarado							Nublado							Chuvoso						
	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov
5	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	1	16	23	0	0	0	0	1	10	14	0	0	0	0	0	2	2
7	45	16	8	43	73	101	103	27	10	5	26	44	61	62	5	2	1	4	7	10	10
8	137	124	123	140	168	197	192	82	74	74	84	101	118	115	14	12	12	14	17	20	19
9	215	212	222	229	254	270	254	129	127	133	137	152	162	152	22	21	22	23	25	27	25
10	277	269	293	295	314	315	296	166	161	176	177	188	189	178	28	27	29	30	31	32	30
11	304	306	331	334	333	339	282	182	184	199	200	200	203	169	30	31	33	33	33	34	28
12	313	323	331	341	327	344	287	188	194	199	205	196	206	172	31	32	33	34	33	34	29
13	307	300	310	328	312	333	269	184	180	186	197	187	200	161	31	30	31	33	31	33	27
14	261	255	276	286	275	287	237	157	153	166	172	165	172	142	26	26	28	29	28	29	24
15	196	189	212	224	213	225	186	118	113	127	134	128	135	112	20	19	21	22	21	23	19
16	111	100	124	139	129	139	115	67	60	74	83	77	83	69	11	10	12	14	13	14	12
17	6	3	16	44	39	44	41	4	2	10	26	23	26	25	1	0	2	4	4	4	4
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MWh.d ⁻¹	2172	2097	2246	2405	2438	2610	2287	1303	1258	1348	1442	1463	1566	1372	217	210	225	240	244	261	229

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do PVSyst

Combinando os cenários de produção hídrica [(período úmido, período seco) x (produção máxima, produção mínima)] com os cenários da produção fotovoltaica

(ensolarado, nublado e chuvoso), é possível comparar os valores de produção diária em doze cenários distintos (Tabelas 12a, 12b, 12c e 12d).

Tabela 12a – Produção diária Hídrica e Fotovoltaica em período úmido – UHE Máx

Hora	Cenário 1 - Ensolarado			Cenário 2 - Nublado			Cenário 3 - Chuvoso		
	UFVF	UHE	TOTAL	UFVF	UHE	TOTAL	UFVF	UHE	TOTAL
1	0	1276	1276	0	1276	1276	0	1276	1276
2	0	1276	1276	0	1276	1276	0	1276	1276
3	0	1276	1276	0	1276	1276	0	1276	1276
4	0	1276	1276	0	1276	1276	0	1276	1276
5	0	1276	1276	0	1276	1276	0	1276	1276
6	1	1275	1276	1	1275	1276	0	1276	1276
7	57	1219	1276	34	1242	1276	6	1270	1276
8	138	1138	1276	83	1193	1276	14	1262	1276
9	206	1070	1276	124	1152	1276	21	1255	1276
10	269	1007	1276	161	1115	1276	27	1249	1276
11	270	1006	1276	162	1114	1276	27	1249	1276
12	268	1008	1276	161	1115	1276	27	1249	1276
13	267	1009	1276	160	1116	1276	27	1249	1276
14	257	1019	1276	154	1122	1276	26	1250	1276
15	224	1052	1276	134	1142	1276	22	1254	1276
16	165	1111	1276	99	1177	1276	17	1260	1276
17	84	1192	1276	50	1226	1276	8	1268	1276
18	10	1266	1276	6	1270	1276	1	1275	1276
19	0	1276	1276	0	1276	1276	0	1276	1276
20	0	1276	1276	0	1276	1276	0	1276	1276
21	0	1276	1276	0	1276	1276	0	1276	1276
22	0	1276	1276	0	1276	1276	0	1276	1276
23	0	1276	1276	0	1276	1276	0	1276	1276
24	0	1276	1276	0	1276	1276	0	1276	1276
MWh.d ⁻¹	2216	28408	30624	1330	29294	30624	222	30402	30624

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do ONS e PVSyst.

Observa-se que os valores de MWh/dia na produção de energia elétrica hídrica poderiam ser pelo menos de 2216 MWh/dia a menos se estivesse em operação a usina fotovoltaica no período. Esta diferença representa a manutenção de 8% da reserva hídrica diária, fundamental em períodos de seca.

Tabela 12b – Produção diária Hídrica e Fotovoltaica em período úmido – UHE Mín

Hora	Cenário 4 - Ensolarado			Cenário 5 - Nublado			Cenário 6 - Chuvoso		
	UFVF	UHE	TOTAL	UFVF	UHE	TOTAL	UFVF	UHE	TOTAL
1	0	945	945	0	945	945	0	945	945
2	0	945	945	0	945	945	0	945	945
3	0	945	945	0	945	945	0	945	945
4	0	945	945	0	945	945	0	945	945
5	1	944	945	1	944	945	0	945	945
6	19	926	945	11	934	945	2	943	945
7	95	850	945	57	888	945	10	936	945
8	182	763	945	109	836	945	18	927	945
9	241	704	945	145	800	945	24	921	945
10	279	666	945	167	778	945	28	917	945
11	270	675	945	162	783	945	27	918	945
12	271	674	945	163	782	945	27	918	945
13	265	680	945	159	786	945	27	919	945
14	230	715	945	138	807	945	23	922	945
15	192	753	945	115	830	945	19	926	945
16	133	812	945	80	865	945	13	932	945
17	61	884	945	37	908	945	6	939	945
18	6	939	945	4	941	945	1	944	945
19	0	945	945	0	945	945	0	945	945
20	0	945	945	0	945	945	0	945	945
21	0	945	945	0	945	945	0	945	945
22	0	945	945	0	945	945	0	945	945
23	0	945	945	0	945	945	0	945	945
24	0	945	945	0	945	945	0	945	945
MWh.d ⁻¹	2245	20435	22680	1347	21333	22680	224,5	22456	22680

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do ONS e PVSyst.

Da mesma forma que anteriormente, se a Usina fotovoltaica estivesse em operação haveria redução de 2245 MWh/dia gerados pela Usina hidrelétrica, reduzindo em 10% a geração de energia por fonte hídrica por dia. Mantendo uma reserva de água importante principalmente nos períodos de maior escassez hídrica.

Tabela 12c – Produção diária Hídrica e Fotovoltaica em período seco – UHE Máx

Hora	Cenário 7 - Ensolarado			Cenário 8 - Nublado			Cenário 9 - Chuvoso		
	UFVF	UHE	TOTAL	UFVF	UHE	TOTAL	UFVF	UHE	TOTAL
1	0	1222	1222	0	1222	1222	0	1222	1222
2	0	1222	1222	0	1222	1222	0	1222	1222
3	0	1222	1222	0	1222	1222	0	1222	1222
4	0	1222	1222	0	1222	1222	0	1222	1222
5	0	1222	1222	0	1222	1222	0	1222	1222
6	0	1222	1222	0	1222	1222	0	1222	1222
7	45	1177	1222	27	1195	1222	5	1218	1222
8	137	1085	1222	82	1140	1222	14	1208	1222
9	215	1007	1222	129	1093	1222	22	1201	1222
10	277	945	1222	166	1056	1222	28	1194	1222
11	304	918	1222	182	1040	1222	30	1192	1222
12	313	909	1222	188	1034	1222	31	1191	1222
13	307	915	1222	184	1038	1222	31	1191	1222
14	261	961	1222	157	1065	1222	26	1196	1222
15	196	1026	1222	118	1104	1222	20	1202	1222
16	111	1111	1222	67	1155	1222	11	1211	1222
17	6	1216	1222	4	1218	1222	1	1221	1222
18	0	1222	1222	0	1222	1222	0	1222	1222
19	0	1222	1222	0	1222	1222	0	1222	1222
20	0	1222	1222	0	1222	1222	0	1222	1222
21	0	1222	1222	0	1222	1222	0	1222	1222
22	0	1222	1222	0	1222	1222	0	1222	1222
23	0	1222	1222	0	1222	1222	0	1222	1222
24	0	1222	1222	0	1222	1222	0	1222	1222
MWh.d ⁻¹	2172	27156	29328	1303,2	28025	29328	217,2	29111	29328

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do ONS e PVSyst.

Como visto anteriormente, a utilização da UFVF permite a redução da geração de energia pela UHE em 2172 MWh/dia, reduzindo em 8% o despacho de energia elétrica por fonte hídrica.

Tabela 12d – Produção diária Hídrica e Fotovoltaica em período seco – UHE Mín

Hora	Cenário 10 - Ensolarado			Cenário 11 - Nublado			Cenário 12 - Chuvoso		
	UFVF	UHE	TOTAL	UFVF	UHE	TOTAL	UFVF	UHE	TOTAL
1	0	721	721	0	721	721	0	721	721
2	0	721	721	0	721	721	0	721	721
3	0	721	721	0	721	721	0	721	721
4	0	721	721	0	721	721	0	721	721
5	0	721	721	0	721	721	0	721	721
6	0	721	721	0	721	721	0	721	721
7	8	713	721	5	716	721	1	720	721
8	123	598	721	74	647	721	12	709	721
9	222	499	721	133	588	721	22	699	721
10	293	428	721	176	545	721	29	692	721
11	331	390	721	199	522	721	33	688	721
12	337	384	721	202	519	721	34	687	721
13	316	405	721	190	531	721	32	689	721
14	279	442	721	167	554	721	28	693	721
15	215	506	721	129	592	721	22	700	721
16	125	596	721	75	646	721	13	709	721
17	17	704	721	10	711	721	2	719	721
18	0	721	721	0	721	721	0	721	721
19	0	721	721	0	721	721	0	721	721
20	0	721	721	0	721	721	0	721	721
21	0	721	721	0	721	721	0	721	721
22	0	721	721	0	721	721	0	721	721
23	0	721	721	0	721	721	0	721	721
24	0	721	721	0	721	721	0	721	721
MWh.d ⁻¹	2266	15038	17304	1359,6	15944	17304	226,6	17077	17304

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do NOS e PVSyst.

Como visto nos cenários analisados, a utilização da UFVF permite a redução da geração de energia pela UHE em 2200 MWh/dia nos cenários com dias ensolarados, 1300 MWh/dia para dias nublados e 220 MWh/dia para dias chuvosos. reduzindo em média 11% a geração de energia elétrica por fonte hídrica. De um modo geral, a utilização do sistema híbrido de geração de energia elétrica UHE e UFVF permitiu uma economia de mais de 8% da geração de energia por fonte Hídrica para os valores de despacho pelo SIN nos diferentes cenários estudados.

9.2.6 Vazão equivalente da UFVF

A partir da perspectiva do sistema elétrico, foi sugerido que a UFVF opere como uma turbina hidráulica virtual, complementando o despacho de energia solicitado da UHE mensalmente (AN et al.,2015). Toda energia possível de ser compensada pela planta fotovoltaica será armazenada em forma de energia potencial e a manutenção do volume de água do reservatório. A determinação de um coeficiente entre a relação da energia mensal (MWh) e a vazão mensal (m^3/s) da UHE, e a energia gerada pela UFVF permite estimar a vazão equivalente (m^3/s) e o volume equivalente (m^3) da UFVF. A Tabela 13 mostra o histórico de vazão turbinada pela UHE de Ilha Solteira no decorrer de 2021.

Tabela 13 – Vazão média diária turbinada pela UHE de Ilha Solteira

(a) Vazão média diária (m^3/s^{-1}) – Período úmido														
Hora	0H	1H	2H	3H	4H	5H	"	"	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Dezembro	2951	2951	2951	2951	2951	2951	"	"	2951	2951	2951	2951	2951	2951
Janeiro	3246	3246	3246	3246	3246	3246	"	"	3246	3246	3246	3246	3246	3246
Fevereiro	3036	3036	3036	3036	3036	3036	"	"	3036	3036	3036	3036	3036	3036
Março	3091	3091	3091	3091	3091	3091	"	"	3091	3091	3091	3091	3091	3091
Abril	3249	3249	3249	3249	3249	3249	"	"	3249	3249	3249	3249	3249	3249
Média	3115	3115	3115	3115	3115	3115	"	"	3115	3115	3115	3115	3115	3115

(b) Vazão média diária (m^3/s^{-1}) - Período seco														
Hora	0H	1H	2H	3H	4H	5H	"	"	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Maio	3202	3202	3202	3202	3202	3202	"	"	3202	3202	3202	3202	3202	3202
Junho	2425	2425	2425	2425	2425	2425	"	"	2425	2425	2425	2425	2425	2425
Julho	1919	1919	1919	1919	1919	1919	"	"	1919	1919	1919	1919	1919	1919
Agosto	2597	2597	2597	2597	2597	2597	"	"	2597	2597	2597	2597	2597	2597
Setembro	3248	3248	3248	3248	3248	3248	"	"	3248	3248	3248	3248	3248	3248
Outubro	2511	2511	2511	2511	2511	2511	"	"	2511	2511	2511	2511	2511	2511
Novembro	2891	2891	2891	2891	2891	2891	"	"	2891	2891	2891	2891	2891	2891
Média	2685	2685	2685	2685	2685	2685	"	"	2685	2685	2685	2685	2685	2685

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados da ANA

Determinação da relação entre a energia mensal e vazão mensal da UHE:

$$C \text{ (MWh / (m}^3\text{.s}^{-1}\text{))} = \frac{\text{UHE – Energia mensal (MWh)}}{\text{UHE – Vazão mensal (m}^3\text{.s}^{-1}\text{)}} \quad (7)$$

Determinação da manutenção da vazão de água do reservatório equivalente a operação da UFVF no sistema híbrido:

$$\text{VDi (m}^3\text{.s}^{-1}\text{) = } \frac{\text{UFVF – Energia mensal (MWh)}}{C \text{ (MWh / (m}^3\text{.s}^{-1}\text{))}} \quad (8)$$

A vazão mensal equivalente da UFVF é expressa pela equação:

$$\text{VD} = \sum_{i=1}^{30} \text{VDi} \times 3600 \quad (9)$$

VD – Vazão equivalente em 1 (um) mês (m³.s⁻¹)

Para estimativa da vazão de água equivalente não consumida pela UHE com a utilização da UFVF em sistema híbrido, foi realizado o cálculo estimativo com o uso da fonte fotovoltaica durante as 24h do dia. Foi identificado também em quais meses do período úmido e seco pode ocorrer a maior vazão equivalente, considerando também a produção máxima e mínima de energia elétrica da UHE (Tabelas 14a, 14b, e 14c).

Tabela 14a - (UFVF) Vazão Equivalente ($\text{m}^3.\text{s}^{-1}$) - Período úmido

Hora	Ensolarado					Nublado					Chuvoso				
	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr
5	3	0	0	0	0	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0
6	50	24	3	0	0	35	14	2	0	0	13	5	1	0	0
7	253	215	136	152	150	178	129	81	91	90	65	43	27	30	30
8	483	475	328	416	422	340	285	197	250	253	124	95	66	83	84
9	642	685	490	644	631	452	411	294	386	379	165	137	98	129	126
10	743	823	640	798	786	523	494	384	479	471	191	165	128	160	157
11	718	816	643	834	825	506	489	386	501	495	184	163	129	167	165
12	723	840	639	860	823	509	504	383	516	494	186	168	128	172	165
13	706	815	636	815	757	497	489	381	489	454	181	163	127	163	151
14	612	753	611	708	689	431	452	367	425	413	157	151	122	142	138
15	511	629	533	611	554	360	378	320	367	332	131	126	107	122	111
16	355	448	392	420	350	250	269	235	252	210	91	90	78	84	70
17	164	227	199	190	110	115	136	120	114	66	42	45	40	38	22
18	17	37	24	5	0	12	22	14	3	0	0	7	5	1	0

Elaborado pelo autor a partir de dados do ONS, ANA e PVSyst

Tabela 14b - (UFVF) Vazão Equivalente ($\text{m}^3.\text{s}^{-1}$) - Período seco

Hora	Ensolarado							Nublado							Chuvoso							
	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	
5	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	3	48	79	0	0	0	0	2	29	47	0	0	0	0	1	10	6	6
7	119	43	21	115	196	301	353	72	26	13	69	118	181	212	24	9	4	23	39	60	71	71
8	359	332	327	372	451	583	655	215	199	196	223	270	350	393	72	66	65	74	90	117	131	131
9	564	571	590	606	681	801	869	339	343	354	364	409	481	522	113	114	118	121	136	160	174	174
10	726	725	779	782	839	936	1011	436	435	468	469	594	561	607	145	145	156	156	168	187	203	203
11	797	822	882	883	890	1006	964	478	493	529	530	534	603	579	159	164	176	177	178	201	193	193
12	821	871	897	904	876	1020	981	493	522	538	542	526	612	589	164	174	179	181	175	204	196	196
13	805	808	840	867	836	988	919	483	485	504	520	502	593	551	161	162	168	173	167	198	184	184
14	683	685	744	758	736	852	809	410	411	446	455	441	511	485	137	137	149	152	147	170	162	162
15	513	510	573	594	570	668	635	308	306	344	356	342	401	381	103	102	115	119	114	134	127	127
16	290	270	333	369	345	412	393	9	162	200	221	207	247	236	58	54	67	74	69	82	79	79
17	15	8	46	116	105	132	140	0	5	27	70	63	79	84	3	2	9	23	21	26	28	28
18	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0

Elaborado pelo autor a partir de dados do ONS, ANA e PVSyst

Na tabela 14c é mostrado a soma das vazões de água equivalentes da UHE com a adição de energia da UFVF em sistema híbrido. Observar os maiores valores nos meses de setembro a novembro, nos dias ensolarados. O maior valor de vazão de água equivalente, não gasta corresponde ao mês de novembro Ensolarado que

corresponde a 28.146.448 m³/dia com o funcionamento do sistema híbrido. O menor valor de vazão de água equivalente para o funcionamento do sistema híbrido, de 3.796.543 m³/dia que se refere ao período úmido e chuvoso, ou seja, na pior condição solar que o sistema híbrido pode economizar de vazão hídrica.

Tabela 14c - Vazão Equivalente diária em Sistema Híbrido (m³.d⁻¹)

(a) P. úmido	Ensolarado	Nublado	Chuvoso	(b) P. seco	Ensolarado	Nublado	Chuvoso
Dez	21.524.808	15.152.637	5.527.227	Mai	20.494.998	12.296.999	4.099.000
Jan	24.434.944	14.660.966	4.886.989	Jun	20.321.554	12.192.932	4.064.311
Fev	18.982.716	11.389.629	3.796.543	Jul	21.717.987	13.030.792	4.343.597
Mar	23.233.750	13.940.250	4.646.750	Ago	22.918.814	13.751.289	4.583.763
Abr	21.949.560	13.169.736	4.389.912	Set	23.503.203	14.101.922	4.700.641
				Out	27.890.540	16.734.324	5.578.108
				Nov	28.146.448	16.887.869	5.629.290

Elaborado pelo autor a partir de dados do ONS, ANA e PVSyst

10 RESULTADOS OBTIDOS

Para elaborar os resultados da simulação de implantação de uma UFVF no lago do reservatório da UHE de Ilha Solteira-SP, foi utilizado o software PVsyst versão 7.2, (Anexo E) com as seguintes premissas;

- Potencial de geração elétrica disponibilizado pela ONS.
- Potencial de geração hídrica disponibilizado pela ANA.
- Dimensionamento de uma UFVF de 480000 kWp.
- Módulos monocristalino de 600 Wp
- Inversores CC/CA da Ingecon Sun de 1Mwca.
- Irradiação solar da localidade.

Os dados com a localização geográfica, potência de geração, módulo fotovoltaico inversor selecionado, foram adicionados ao PVsyst (Anexo E) que sugeriu a quantidade de módulos e inversores necessários, como também a configuração necessária para obter a potência requerida. Na Tabela 15 mostra resultado de processamento.

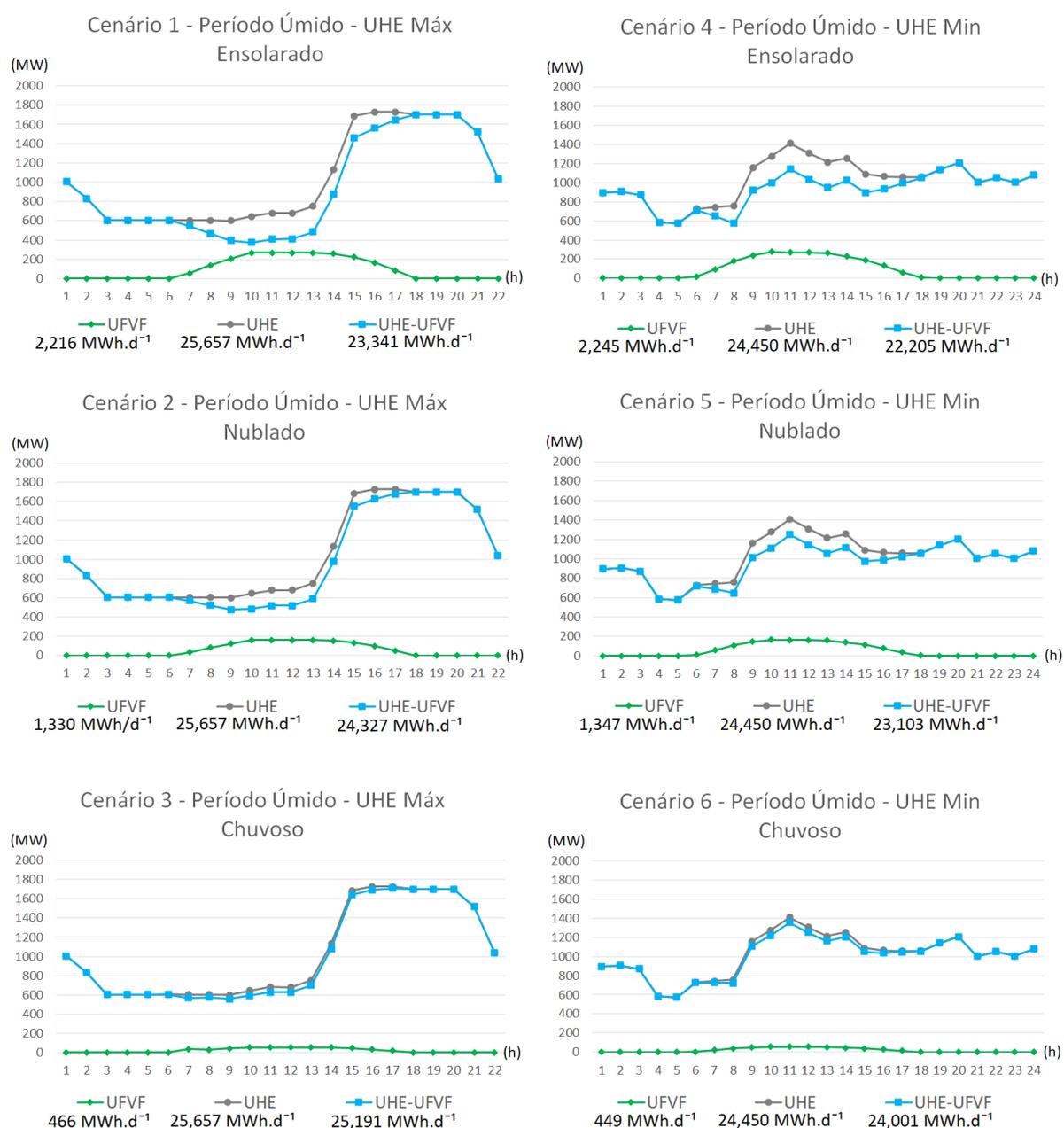
Tabela 15 - Configuração da UFVF

UVFV Proposta	Valor	
Número de módulos	800.000	unid
Número de inversores	362	unid
Tensão de operação	573-820	Vdc
Módulos em série	20	unid
Número de strings	40.000	unid
Área ocupada	2.264.093	m ²
Potência nominal FV	480.000	kWp
Potência máxima FV	475.402	kW DC
Potência nominal CA	369.240	kW AC

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do PVSyst

A Figura 36 mostra a produção de energia da UHE antes e depois da operação híbrida no período chuvoso (dezembro, janeiro, fevereiro, março e abril), considerando a geração de energia do FPVP das 07h00 às 17h00. em dias ensolarados, nublados e chuvosos, é possível reduzir significativamente a geração de energia da UHE, mantendo o despacho de energia solicitado pelo SIN (Anexo B). A contribuição da UFVF é relevante para cenários ensolarados e nublados; C1(2.216 MWh.d⁻¹), C2(1.330 MWh.d⁻¹), C4(2.245MWh.d⁻¹) e C5(1.347MWh.d⁻¹). Mesmo nos cenários chuvosos, C3(466MWh.d⁻¹) e C6(449MWh⁻¹), há uma contribuição considerável da geração de energia a partir da (UFVF) em sistema híbrido.

Figura 36 – Cenários de produção diária de energia (MW) de Ilha Solteira no período úmido: dezembro, janeiro, fevereiro, março e abril.

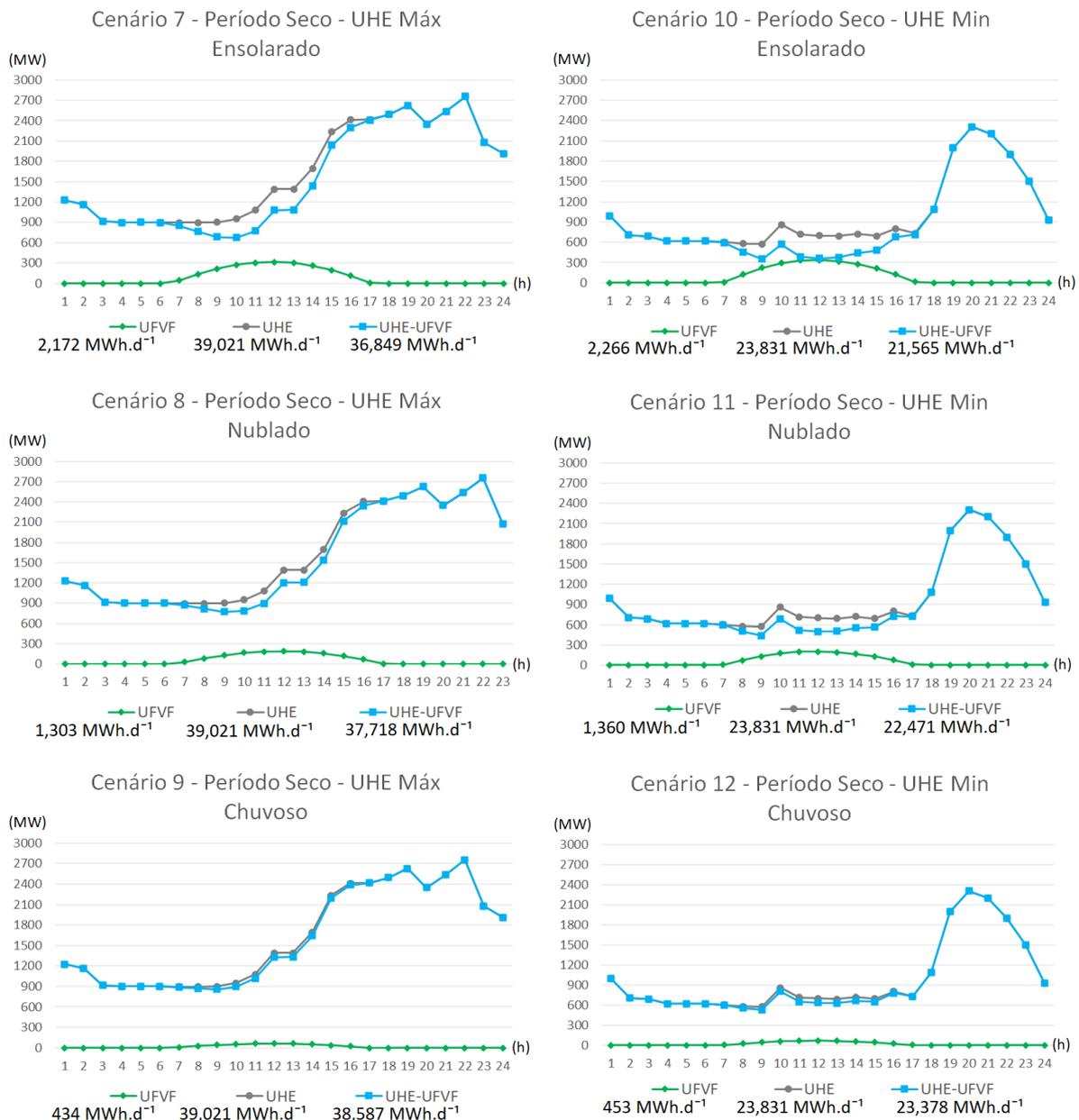


Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do ONS, ANA e PVSyst

A Figura 37 mostra também redução da produção da UHE para o período seco (maio, junho, julho, agosto, setembro, outubro e novembro). Considerando a geração de energia do FPVP das 07h00 às 17h00, em dias ensolarados, nublados e chuvosos, é possível reduzir significativamente a geração de energia da UHE, mantendo o

despacho de energia solicitado pelo SIN (Anexo B). A contribuição da (UFVF) é relevante para cenários ensolarados e nublados; C7(2.172MWh.d^{-1}), C8(1.303MWh.d^{-1}), C10(2.266MWh.d^{-1}) e C11(1.360MWh.d^{-1}). Contribuição considerável nos cenários chuvosos; C3(466MWh.d^{-1}) e C6(449MWh.d^{-1}) considerando os sistemas híbridos.

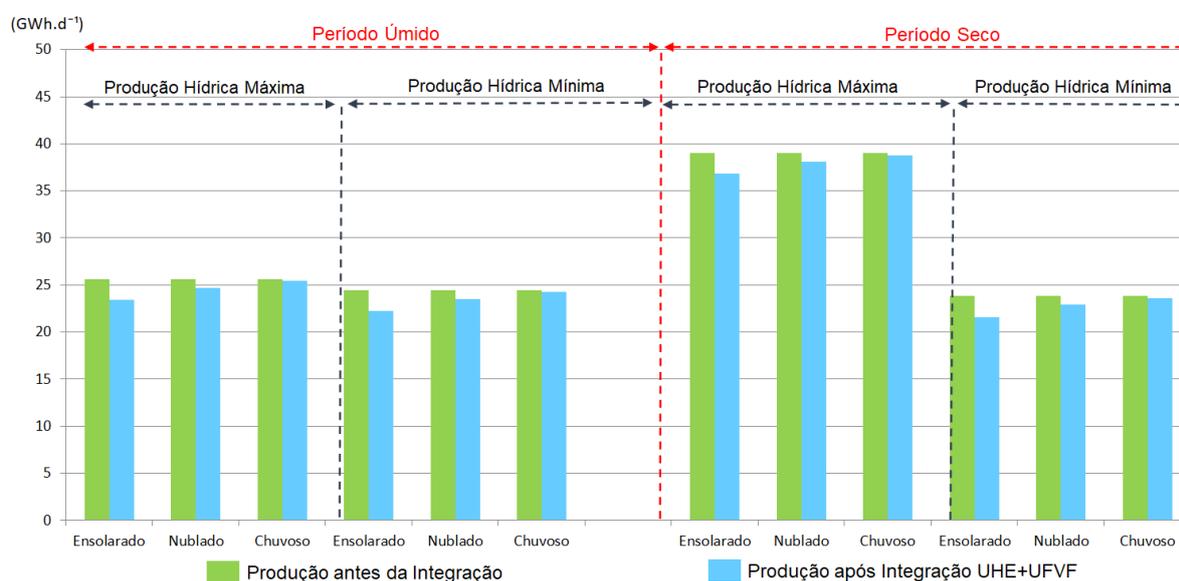
Figura 37 – Cenários de produção diária de energia (MW) de Ilha Solteira no período seco: maio, junho, julho, agosto, setembro, outubro e novembro.



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados do ONS, ANA e PVSyst

Com a base de dados do (ONS, 2022), foi determinado os valores máximos e mínimos da produção hidrelétrica da UHE e a produção da UFVF com base nos dados de simulação do PVsyst. Considerando a produção diária de energia das UHE e UFVF em conjunto, há uma diminuição na produção de energia das UHE em todos os cenários avaliados, sendo mais acentuada em dias ensolarados, como esperado. Porém, a contribuição energética da UFVF sempre foi observada, (Figura 38).

Figura 38 – Produção diária de energia da UHE em diferentes cenários (GWh.d⁻¹).



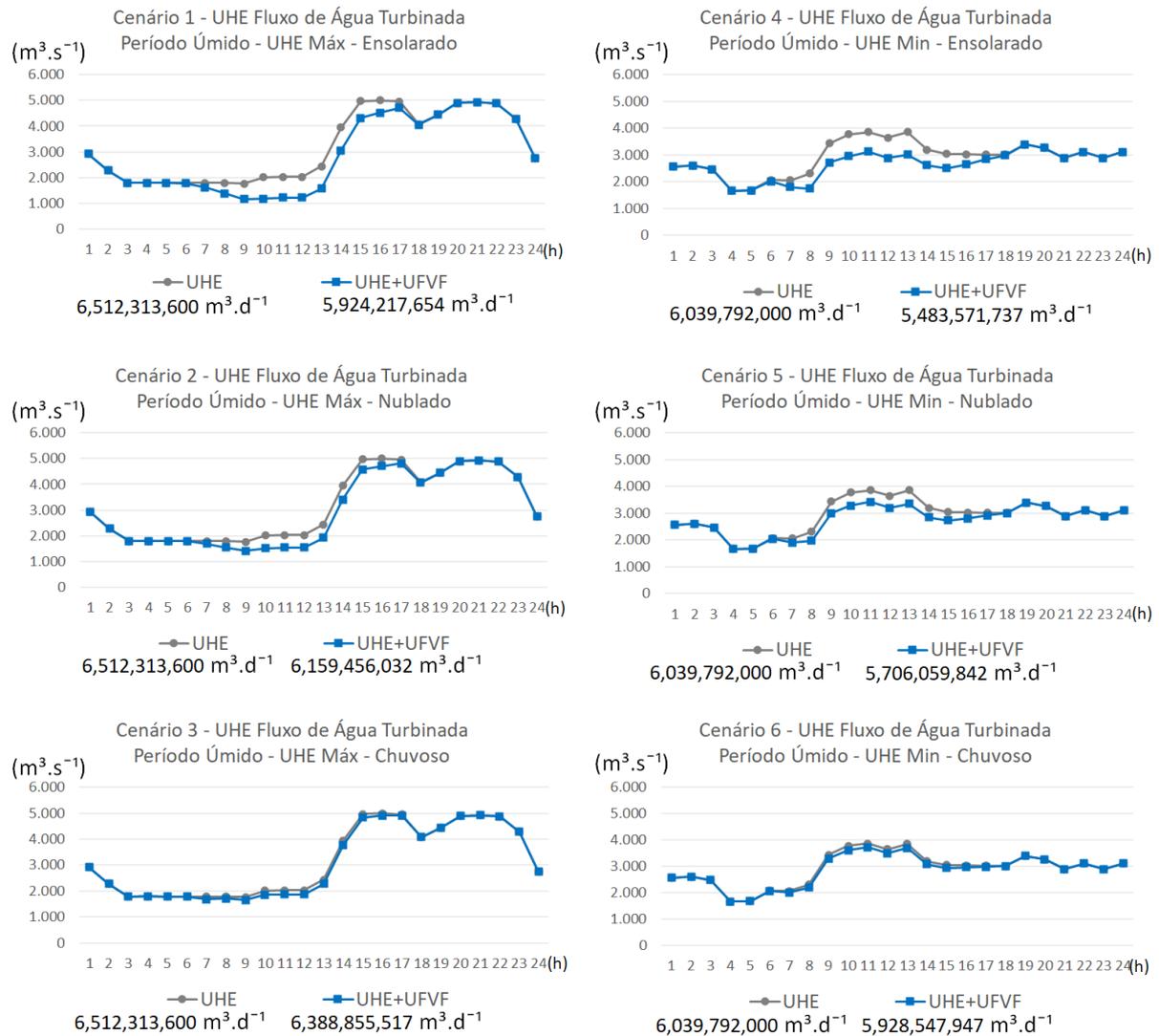
Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados do ONS, ANA e PVSyst

10.1 Armazenamento de água no reservatório da UHE

A Figura 39 mostra o fluxo turbinado da UHE antes e depois da operação híbrida com a UFVF no período úmido (dezembro, janeiro, fevereiro, março e abril). Há redução considerável da vazão turbinada da UHE, no horário de produção de energia por fonte fotovoltaica das 07h00 às 17h00 para cenários ensolarados e nublados; C1(5.924.217.654 m³.d⁻¹), C2(6.512.313.600 m³.d⁻¹), C4(5.483.571.737 m³.d⁻¹) e C5(5.706.059.842 m³.d⁻¹). Mesmo nos cenários chuvosos, há uma redução

considerável da vazão turbinada da UHE; C3(6.388.855.517 $\text{m}^3.\text{d}^{-1}$) e C6 (5.928.547.947 $\text{m}^3.\text{d}^{-1}$).

Figura 39 – Cenários do armazenamento estatístico de água para o período úmido; dezembro, janeiro, fevereiro, março e abril

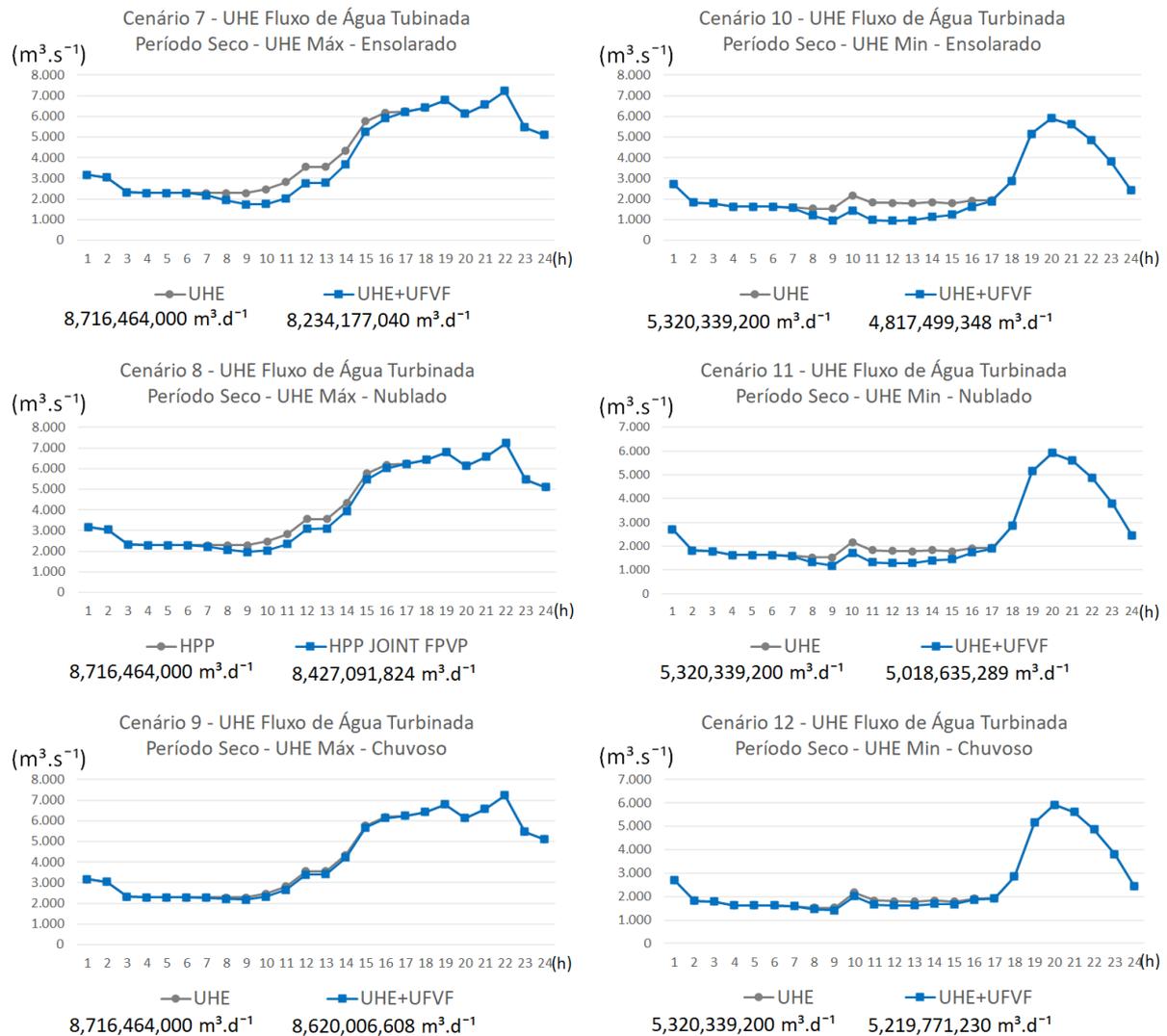


Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados do ONS, ANA e PVSyst

A Figura 40 mostra que a estação seca (maio, junho, julho, agosto, setembro, outubro e novembro). Também há redução considerável da vazão turbinada da UHE, no horário de produção de energia por fonte fotovoltaica das 07h00 às 17h00, sendo relevante para cenários ensolarados e nublados; C7(8.234.177.000 $\text{m}^3.\text{d}^{-1}$), C8(8.427.091.824 $\text{m}^3.\text{d}^{-1}$), C10(4.817.499.348 $\text{m}^3.\text{d}^{-1}$) e C11(5.018.635.289 $\text{m}^3.\text{d}^{-1}$).

Mesmo nos cenários chuvosos, há uma redução considerável da vazão turbinada da UHE; C9(8.620.006.608 m³.d⁻¹) e C12(5.219.771.230 m³.d⁻¹).

Figura 40 – Cenários do armazenamento estatístico de água para o período seco; maio, junho, julho, agosto, setembro, outubro e novembro.

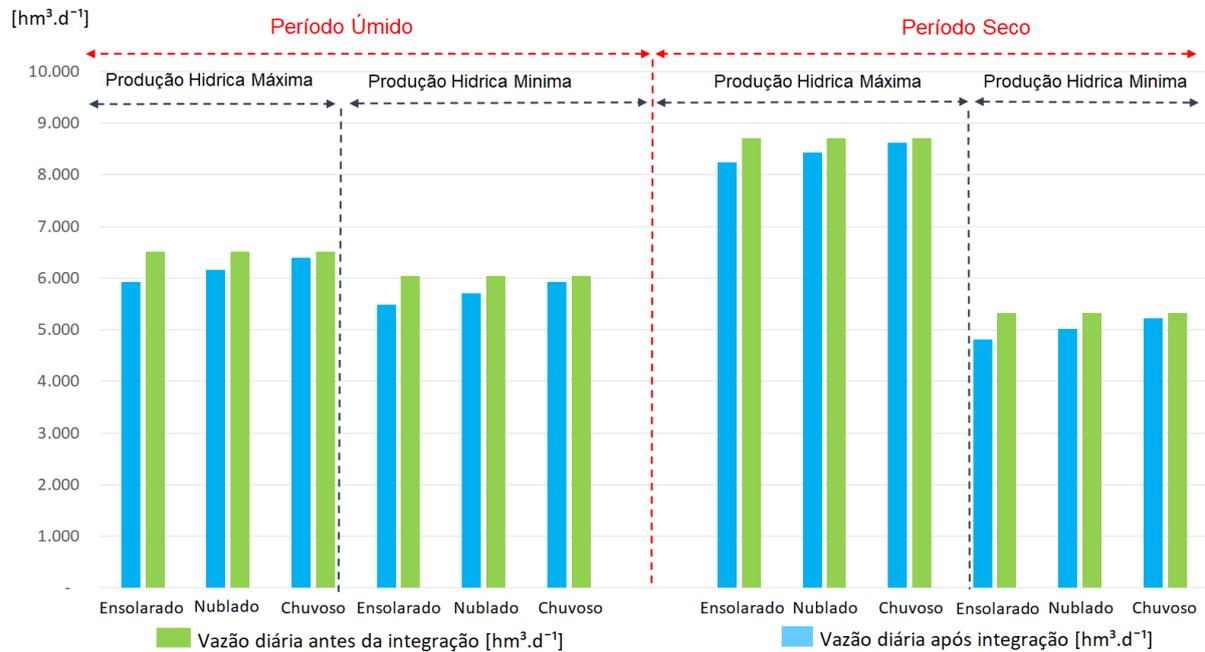


Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados do ONS, ANA e PVSyst

A Figura 41 mostra que a vazão diária de água turbinada da UHE é reduzida no período de operação híbrida dos sistemas UHE e UFVF, caracterizando que a energia gerada pela UFVF possibilita uma redução no volume de água equivalente

necessário para as turbinas da UHE produzirem energia quando o sistema é integrado, sendo o efeito observado tanto nos períodos úmidos quanto nos secos.

Figura 41 – Vazão diária em diferentes cenários [$\text{hm}^3.\text{d}^{-1}$]

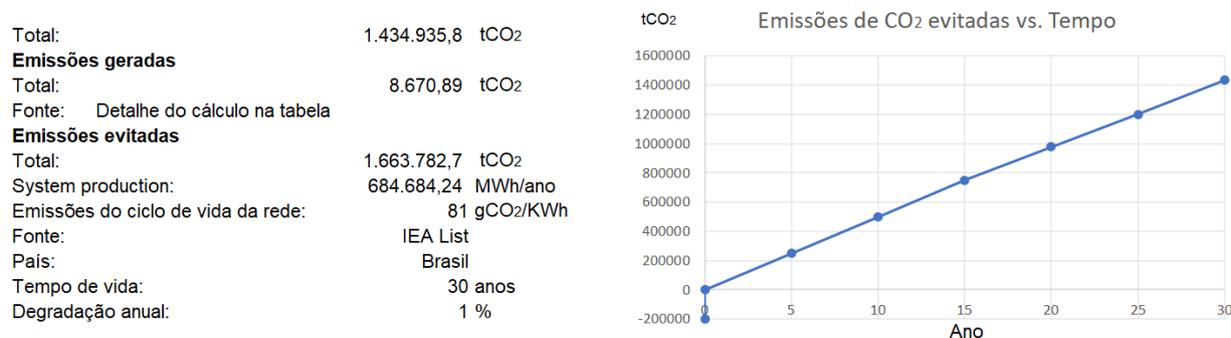


11 BALANÇO DAS EMISSÕES DE CO_2

UFVF's podem contribuir como uma possibilidade para solucionar os problemas energéticos e ambientais do planeta, pois não emitem poluentes, não emitem GEE (Gases de Efeito Estufa) e não usam combustíveis fósseis para produzir energia elétrica. No entanto, durante a fabricação dos painéis, instalação e manutenção, certa quantidade de GEE é lançada na atmosfera (NREL, 2004). Para determinar precisamente se essa tecnologia pode contribuir para a preservação do meio ambiente é necessário realizar o balanço de carbono, responsável pela contabilidade entre as entradas e saídas líquidas de carbono nas atividades energéticas (MCTIC, 2021). Neste estudo o balanço das emissões de CO_2 se baseiam em simulação realizada no software PVsyst, considerando ciclo de vida de operação do sistema de 30 anos. A produção fotovoltaica de energia elétrica foi estimada em 684.684,24 MWh/ano, e as emissões de CO_2 do ciclo de vida dos equipamentos que compõem o sistema fotovoltaico de 8.670,89 t CO_2 /ano. Neste contexto as emissões de CO_2 evitadas com o emprego da UFVF foi de 1.663.782,7

tCO₂/ano. A Figura 42 mostra o gráfico das emissões de CO₂ evitadas no decorrer de 30 anos.

Figura 42 – Balanço de emissões de CO₂ evitadas com o emprego da UFVF em sistema híbrido de geração de energia elétrica.



Item	LCE	Quantidade	Subtotal [kgCO ₂]
Modulos	1713 KgCO ₂ /kWp	5000 kWp	8562744
Suportes	0,54 KgCO ₂ /kg	199980 kg	108043
Inverters	53,5 kgCO ₂ /kg	2.00	107

Nota: LCE→ *Life Cycle Emissions*; Emissões do ciclo de vida de Módulos, Suportes e Inverters.

Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos dados do PVSyst

12 AVALIAÇÃO FINANCEIRA

A implantação de (UFVF) flutuante tem custos mais elevados em relação às plantas em solo. A Tabela 16 compara os custos de investimentos de uma fotovoltaica convencional (em solo) e uma fotovoltaica flutuante. Observa-se que (UFVF) tem custo maior devido ao custo adicional da estrutura flutuante (incluindo também sistema de fixação e ancoragem) e o sistema de monitoramento. O CAPEX de uma (UFVF) chega a ser quase 20% maior para estruturas flutuantes. Em contrapartida não está sendo considerado para (UFV) em solo os custos necessários para aquisição de terreno e do sistema de transmissão em comparação com o custo de transmissão da UFVF instalada no lago do reservatório de uma UHE, que pode ser conectada ao sistema de transmissão existente da UHE.

Para este estudo de caso não estão sendo considerados estudos de rede para o ponto de conexão, podendo ter restrições com relação a potência.

CAPEX – Capital Expenditure ; Despesas de investimentos em bens para aquisição de equipamentos de instalações.

OPEX – Operational Expenditure; Despesas operacionais em manutenção de equipamentos.

Tabela 16 – Comparação de custos de investimentos da UFVF e a UFV em solo

Componente	(UFVF) (R\$/Wp)	(UFV) em solo (R\$/Wp)
Módulos Fotovoltaicos	1,4225	1,4225
Inversores	0,3414	0,3414
Sistema de montagem*	0,8535	0,5690
Supervisão do sistema**	0,7397	0,4552
Projeto/ construção/	0,7966	0,7397
Total	4,154	3,5278

*Para UFVF, o sistema de montagem inclui a estrutura flutuante, ancoragem e amarração.

**Inclui monitoramento do sistema.

Câmbio base: R\$ 5,69/USD

Fonte: Elaborado pelo autor com base no *World Bank Group* (2019)

O custo total de investimento (CAPEX) necessário para implantação de uma usina fotovoltaica flutuante (FPVP) de 480 MWp no lago reservatório da Usina Hidrelétrica (UHE) de Ilha Solteira é de R\$ 1.993.776.000,00, (Tabela 17).

Tabela 17 - CAPEX Usina Flutuante

CAPEX (480 MWp)	R\$/Wp	TOTAL	%
Módulos Fotovoltaicos	1,4225	682.800.000,00	34,25%
Inversores	0,3414	163.872.000,00	8,22%
Sistema de montagem	0,8535	409.680.000,00	20,55%
Supervisão do sistema	0,7397	355.056.000,00	17,81%
Projeto/construção/teste	0,7966	382.368.000,00	19,18%
Total	4,154	1.993.776.000,00	100,00%

Fonte: Elaborado pelo Autor

O custo total de investimento (OPEX) necessário para as despesas operacionais com manutenção de equipamentos de uma usina fotovoltaica flutuante (FPVP) de 480 MWp no lago reservatório da Usina Hidrelétrica (UHE) Ilha Solteira é de R\$ 10.080.480,00, (Tabela 18).

Tabela 18 - OPEX Usina Flutuante

OPEX (480 MWp)	R\$/Wp	TOTAL	%
Seguro Operacional	0,004335	2.080.800,00	20,64%
Monitoramento	0,003211	1.541.280,00	15,29%
Manutenção preventiva	0,006711	3.221.280,00	31,96%
Manutenção corretiva	0,006744	3.237.120,00	32,11%
Total	0,021	10.080.480,00	100,00%
	0,506% CAPEX		

Fonte: Elaborado pelo Autor

12.1 Visão Econômica

As decisões de investimentos em alternativas e projetos de economia e uso eficiente de energia passam, necessariamente, por um Estudo de Viabilidade Econômica (EVE), e se utilizam de índices econômicos, vislumbrando à eficiência energética. Os índices mais conhecidos e praticados são o ROI, VPL, PAYBACK, TIR também o TMA, descritos a seguir (MEI, 2014):

- ROI – *Return on Investment* ou Retorno Sobre Investimento: neste índice consegue-se apontar em percentual ou acumulado o quanto foi obtido ao realizar um investimento
- VLP – Valor Presente Líquido: este método que acusa o retorno em valor que compõe um fluxo de caixa (FC) de uma data atual (período 0) para uma data futura. Ele leva em consideração as entradas e saídas, e emprega uma taxa de ajuste (no caso a TMA).
- *PAYBACK*: apresenta o tempo que poderá ou não ocorrer o retorno sobre o investimento. Existem dois tipos o simples que não leva em conta a TMA e o descontado que realiza os ajustes
- TIR – Taxa Interna de Retorno: é um método que apresenta a rentabilidade por unidade de tempo, cujo valor é em percentual, devendo ser maior que a TMA.
- TMA – Taxa Mínima de atratividade: é um percentual que ajusta um ganho futuro, cujo valor real não está disponível na data atual, levando em consideração risco, custo de capital e a liquidez do investimento.

Para uma análise inicial foi realizado o cálculo do (*Payback* simples), ou seja, em quanto tempo os benefícios irão se igualar ao investimento. Considerando o tempo de vida útil do sistema de 25 anos, preço médio da energia fotovoltaica de R\$ 297,90/MWh (CCEE,2022), produção de energia elétrica por fonte fotovoltaica de 684.864 MWh/ano (PVsystem) e o investimento total no projeto de R\$ 1.993.776.000,00 para a implementação do sistema fotovoltaico flutuante, seriam necessários 13 anos para que o sistema começasse a mostrar resultados financeiros positivos, ou seja, um investimento de médio prazo (Tabela 19).

Tabela 19 - Cálculo de *Payback* simples

Ano	Produção anual depreciada (MWh)	Energia fotovoltaica (R\$/MWh)	Remuneração anual (R\$)	Manutenção anual (R\$)	Fluxo de caixa acumulado (R\$)	Fluxo de caixa atualizado (R\$)
0			-1.993.776.000,00		- 1.993.776.000,00	-1.993.776.000,00
1	684.864	297,90	204.020.985,60	10.080.480,00	- 1.929.430.934,40	182.103.761,13
2	671.167	317,26	212.936.702,67	10.735.711,20	- 1.852.642.953,67	178.272.381,12
3	657.743	337,89	222.242.036,58	11.433.532,43	- 1.762.256.241,50	174.517.628,70
4	644.589	359,85	231.954.013,58	12.176.712,04	- 1.657.025.595,66	170.837.971,34
5	631.697	383,24	242.090.403,97	12.968.198,32	- 1.535.610.053,73	167.231.907,13
6	619.063	408,15	252.669.754,62	13.811.131,21	- 1.396.566.083,81	163.697.964,19
7	606.682	434,68	263.711.422,90	14.708.854,74	- 1.238.340.311,09	160.234.700,12
8	594.548	462,93	275.235.612,08	15.664.930,30	- 1.059.261.749,53	156.840.701,33
9	582.657	493,02	287.263.408,33	16.683.150,76	- 857.533.505,68	153.514.582,52
10	571.004	525,07	299.816.819,27	17.767.555,56	- 631.223.919,85	150.254.986,08
11	559.584	559,20	312.918.814,27	18.922.446,68	- 378.257.107,04	147.060.581,57
12	548.392	595,55	326.593.366,46	20.152.405,71	- 96.402.858,25	143.930.065,15
13	537.424	634,26	340.865.496,57	21.462.312,08	216.734.140,46	140.862.159,05
14	526.676	675,48	355.761.318,77	22.857.362,37	563.725.815,99	137.855.611,08
15	516.142	719,39	371.308.088,40	24.343.090,92	947.332.991,52	134.909.194,07
16	505.819	766,15	387.534.251,87	25.925.391,83	1.370.518.496,00	132.021.705,40
17	495.703	815,95	404.469.498,67	27.610.542,30	1.836.461.154,62	129.191.966,51
18	485.789	868,99	422.144.815,76	29.405.227,55	2.348.570.717,88	126.418.822,39
19	476.073	925,47	440.592.544,21	31.316.567,34	2.910.503.791,42	123.701.141,15
20	466.552	985,63	459.846.438,40	33.352.144,22	3.526.180.832,04	121.037.813,54
21	457.221	1049,69	479.941.727,75	35.520.033,59	4.199.804.280,29	118.427.752,48
22	448.076	1117,92	500.915.181,26	37.828.835,77	4.935.877.903,99	115.869.892,64
23	439.115	1190,59	522.805.174,68	40.287.710,10	5.739.227.432,33	113.363.190,00
24	430.332	1267,98	545.651.760,81	42.906.411,25	6.615.022.564,99	110.906.621,41
25	421.726	1350,40	569.496.742,76	45.695.327,99	7.568.800.446,48	108.499.184,20
					VPL	1.567.786.284,30
					TIR	6%

Fonte: Elaborado pelo Autor

Considerando uma taxa de juros de 6,5% a.a. no fluxo de caixa demonstrado na Tabela 22 obtém-se um Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 1.567.786.284,30 o que afirma a viabilidade do projeto dados os parâmetros escolhidos.

Além disso, é possível calcular a Taxa Interna de Retorno (TIR), que para este cenário estima-se em 6%. Esta taxa deve ser comparada à Taxa Mínima de Atratividade (TMA), podendo esta ser um índice de inflação, um investimento concorrente ou uma tolerância ao risco.

De forma geral a recuperação do investimento apresenta viabilidade financeira, entretanto outros estudos podem ser feitos para que todos os impactos econômicos sejam aprofundados.

13 CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse trabalho o resultado da simulação matemática mostrou a viabilidade de operação híbrida de uma usina fotovoltaica flutuante (UFVF) instalada no lago do reservatório de uma usina hidrelétrica (UHE), tomando como referência a usina hidrelétrica de Ilha Solteira no Estado de São Paulo. Em todos os cenários analisados foi possível observar a contribuição da UFVF, que operando como uma turbina virtual da UHE, contribuiu no despacho de energia elétrica, com redução mensal média de 6% na geração de energia elétrica da UHE e 7% do volume de água turbinada, possibilitando uma reserva hídrica adicional a ser utilizada pela UHE no horário de ponta a noite (período de maior demanda de energia elétrica) ou água potável adicional para consumo das populações e irrigação de terras agriculturáveis. A simulação da contribuição de redução de CO₂ atmosférico, possibilitou reduzir a emissão de 1.434.935,8 tCO₂ no decorrer de 30 anos. A avaliação financeira mostra um custo de R\$ 4,15/Wp para implantação da UFVF, e 13 anos para apresentar retorno de investimento. Ainda assim a UFVF é vantajosa, pois não necessita adquirir grandes áreas e pode utilizar o sistema de transmissão existente da UHE. Quando combinado com benefícios de preservação ambiental e redução da evaporação da água do lago hidrelétrico, a implantação da energia solar flutuante parece destinada a acelerar conforme as tecnologias amadurecem, abrindo uma nova fronteira na expansão global de energia renovável, e provavelmente será uma opção atraente para muitos países.

14 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas; ABNT NBR 6123:1988, Forças devidas ao vento em edificações.

ABDI (Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial), Logística Reversa de Equipamentos Eletroeletrônicos-Análise de Viabilidade Técnica e Econômica, 2013. Disponível em https://www.comexresponde.gov.br/portalmDIC/arquivos/dwnl_1416934886.pdf, acesso em 23/04/2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3º edição, atualização 26/09/2018. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/>>, acesso em 25/03/2022.

ALENCAR FILHO; A. A. R.; CARVALHO; P.C. M. D.; DUPONT; I. M. Influência da distância de painéis fotovoltaicos em relação à água sobre a eficiência energética. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, 17 a 20 de abril de 2018.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3º edição, atualização 26/09/2018. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/>, acesso em 15/11/2022.

Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), Disponível em <https://www.gov.br/ana/pt-br>. Acesso em 15/11/2022.

Ahlert, V. S. C., 2017. Aplicação de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidrelétricas – Estudo de caso em uma hidrelétrica brasileira, Monografia – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ.

AN, Y.; FANG, W.; MING, B.; HUANG, Q. Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation: Applications to short- term scheduling, Journal of Renewable and Sustainable Energy, vol. 7, 063133, pp. 1-13, 2015.DOI:10.1063/1.4939056

Borba, R. A.; Novak, L. H.; Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes: Aspectos positivos e desafios; VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - Gramado, 17 a 20 de abril de 2018.

Choi, Y. K. A study on Power Generation Analysis of Floating PV System Considering Environmental Impact. International Journal of Software Engineering and its Applications, v. 8, n. 1, p. 75-84,2014. <http://dx.doi.org/10.14257/ijseia.2014.8.1.07>.

CIEL & TIERRE. Anhui cecep: 70,005 kWp. **Ciel et Terre**, 2019. Disponível em: <https://www.ciel-et-terre.net/project/anhui-cecep-70005-kwp/>. Acesso em: 06/05/2022.

Cazzaniga, R; Rosa-Clot, M; Rosa-Clot, P; Tina, G.M. Integration of PV floating with hydroelectric power plants. Heliyon, v. 5, n. 6, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e01918>.

Costa, S. G. impactes ambientais de sistemas fotovoltaicos flutuantes. Dissertação de Mestrado, Universidade de Lisboa, Ciências ULisboa. 2017.

Charles Rajesh Kumar, J., & Majid, M. (2023). Floating solar photovoltaic plants in India – A rapid transition to a green energy market and sustainable future. *Energy & Environment*, 34(2), 304–358. <https://doi.org/10.1177/0958305X211057185>

CHESF - Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), Usina Solar Flutuante de Sobradinho, Disponível em <https://www.chesf.com.br/pdi/Documents/Usina%20Solar%20Flutuante.pdf>, acesso em 28/09/2022.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em <https://www.ccee.org.br/portal>. Acesso em 15/11/2022.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Infolleilão Dinâmico – 055 – Mar/2022. Disponível em <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/infolleilao-dinamico-055-mar-2022>, acesso em 15/04/2022.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Leilões para oferta de Energia Elétrica, 2022, disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>, acesso em 22/03/2022.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, 2018, disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>. Acesso em 25/04/2022.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. “Aspectos Tecnológicos e Ambientais relevantes ao Planejamento de Usina Solar Fotovoltaica Flutuante”, Fevereiro de 2020, disponível em <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes>, acesso em 25/04/2022.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Estudos de Planejamento da Expansão da Geração – Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico- Fotovoltaicas – Proposta Metodológica e Estudos de Caso, EPE-DEE-NT- 025/2017-r0, p. 36, 24 de abril de 2017. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes>. Acesso em 30/10/2022.

ENGEVISTA; Potencial da Geração Distribuída e seu Impacto na redução de Emissões de CO₂; V.21, n.2, p.329-340, Maio 2019, disponível em <http://www.uff.br/engevista/seer/>, acesso em 25/04/2022.

Farfan, J.; Breyer, C.; Combining floating solar photovoltaic power plants and hydropower reservoirs: A virtual battery of great global potential. Energy Procedia, 2018. 403-411. 12th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2018. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.038>.

Galdino, M. A; Olivieri, M. M. A; Some Remarks about the Deployment of Floating PV Systems in Brazil; Journal of Electrical Engineering 5 (2017) 10-19. [doi:10.17265/2328-2223/2017.01.002](https://doi.org/10.17265/2328-2223/2017.01.002).

GUARNIERI, M. V. Usinas solares fotovoltaicas com seguimento em um eixo no Brasil: aspectos da construção, custos e expectativa de desempenho. Dissertação de Mestrado. 2017.

Ghigo, A.; Faraggiana, E.; Sirigu, M.; Mattiazo, G.; Bracco, G. Design and Analysis of a Floating Photovoltaic System for Offshore Installation: The Case study of Lampedusa. Energies 2022, 15,8804. <https://doi.org/10.3390/en15238804>.

Gibbs, P. Mathematical Formulation Comparing HelioScope versus PVsyst, Folsom labs, 2012, available at: <https://help-center.helioscope.com/hc/en-us/articles/4465905757843-HelioScope-vs-PVsyst>, access on 05/23/2022.

Gugliotti, M. Redução da evaporação em reservatórios por filmes superficiais. **Meio filtrante**, 2 abril 2015. Disponível em <http://meiofiltrante.com.br/internas.asp?id=18208&link=noticias>. Acesso em: 20/09/2022.

IPEA - INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. Caderno ODS7,2019, assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível a todos, disponível em: <http://www.ipea.gov.br/portal/publicacoes>, acesso em 25/03/2022.

IRENA (International Renewable Energy Agency); IEA (International Energy Agency), End-of-Life Management Solar Photovoltaic Panels, 2016. Disponível em <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/End-of-life-management-Solar-Photovoltaic-Panels>, acesso em 14/04/2022.

IRENA (International Renewable Energy Agency), Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, October 2017, disponível em https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf, acesso em 14/04/2022.

INMET, Instituto Nacional de Meteorologia. Disponível em <https://portal.inmet.gov.br/>, Acesso em 10/05/2022.

IEEFA - Institute for Energy Economics and Financial Analysis. Volts from the Blue—Is Combined Floating Solar and Hydro the Energy Solution for ASEAN 2021, disponível em <https://ieefa.org>, acesso em 05/11/2022.

JRC (Joint Research Centre), Annual report 2017 : Joint Research Centre, the European Commission's science and knowledge service, Publications Office, 2018, <https://data.europa.eu/doi/10.2760/138436>, acesso em 03/05/2022.

Kim,S.H.; Baek,S.C.; Choi,K.B.; Park, S.J; Design and Installation of 500KW Floating Photovoltaic Structures using High-Durability Steel. *Energies* 2020,13, 4996. doi: 10.3390/en13194996.

KOINE MULTIMEDIA. **Koiné Multimedia**, 2019. Disponível em: <http://www.floating-solar.com/technologies.html>. Acesso em 08/05/2022.

Kim, S.H.; Yoon, S.J.; Choi, W.C. Design and construction of 1 MW class floating PV generation structural system using FRP members. *Energies*, <http://dx.doi.org/10.14257/ijseia.2014.8.1.07>.

Lira,M.A.T; Melo,M.L.S; Rodrigues, L.M; Souza,T.R.M; Contribuição dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica para a Redução de CO2 no Estado do Ceará, *Revista Brasileira de Meteorologia*, v. 34, n. 3, 389 397, 2019. DOI: <http://dx.doi.org/10.1590/0102-778634304>.

Lisa Dessborn, Rebecca Hessel & Johan Elmberg (2016) Geese as vectors of nitrogen and phosphorus to freshwater systems, *Inland Waters*, 6:1, 111-122, doi: 10.5268/IW-6.1.897.

Lopes, D. G. (2013) Análise de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no âmbito do mecanismo de desenvolvimento limpo: estudo de caso dos projetos da chamada N°13 da ANEEL. Tese (Faculdade de Engenharia Mecânica), Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

MIRANDA, R. T. Análise da gestão de fim de vida de módulos fotovoltaicos, utilizando o estudo de Análise do Ciclo de Vida (ACV) para comparar os impactos de duas estratégias de gestão de fim de vida. 2019. 122 p. Dissertação (Mestrado em Ciências da Engenharia de Energia) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2019.

MCTIC (Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações); Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de fontes renováveis de geração elétrica, Atualizado em 10/08/2021, disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/cgcl/arquivos/opcoes-de-mitigacao-de-emissoes-de-gee-em-setores-chave/modelagem-setorial-de-opcoes-de-baixo-carbono-para-o-setor-de-fontes-renovaveis-de-geracao-eletrica.pdf/view> , acesso em 03/05/2022.

Mohit Acharya and Sarvesh Devraj (2019), Floating Solar Photovoltaic (FSPV): A Third Pillar to Solar PV Sector, TERI Discussion Paper: Output of the ETC India Project (New Delhi: The Energy and Resources Institute). Disponível em <https://www.teriin.org>, Acesso em 22/05/2022.

Malandrino, A. G.; Guerra, D. N.; Gonçalves, G.; Mariani, M. A.; Gonzalez, V. Bolas de Sombra – Análise da tecnologia. IN: Seminários, Água em Ambientes Urbanos, 1., São Paulo. Anais... São Paulo, 2015, p. 12.

Mauês, J. A. Floating Solar PV-Hydroelectric Power Plants in Brazil: Energy Storage Solution with Great Application Potential. International Journal of Energy Production and Management, volume 4 (2019), issue 1 40-52. <https://doi.org/10.2495/EQ-V4-N1-40-52>.

Ministério de Minas e Energia; Resenha Energética Brasileira, Instalações Energéticas, Energia no Mundo; ano base 2020; Edição de 9 de julho de 2021. Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/ResenhaEnergéticaExercício2020final.pdf>. Acesso em 30/10/2022.

National Renewable Energy Laboratory (NREL), DoE Solar Energy Technologies Program, Annual Report, 2004. Disponível em: <http://nrel.gov/docs/fy06osti/36804.pdf>, acesso em 15/04/2022.

Neves, G. M.; Influência do Espectro da Radiação Solar em Módulos Fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). sid.inpe.br/mtc-m21b/2016/05.05.20.52-TDI disponível em <http://urlib.net/8JMKD3MGP3W34P/3LKTTU8>.

OCEAN SUN. Ocean Sun, 2019. Disponível em <https://oceansun.no/>. Acesso em 06/05/2022.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), **Histórico de Operação**, 2022. Disponível em: <http://ons.org.br/pt/páginas/resultados-da-operação/histórico-da-operação>. Acesso em 28/09/2022.

Pinho, J. T; Galdino, M. A. Engineering Manual for Photovoltaic Systems, Sergio Salvo Brito Reference Center for Solar and Wind Energy (CRESESB), Rio de Janeiro, March 2014. Available at: <http://www.cresesb.cepel.br>. Accessed on 05/23/2022.

Política Nacional de Resíduos Sólidos, Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010. Disponível em: https://bd.camara.leg.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/14826/politica_residuos_solidos_3ed.reimp.pdf?sequence=20&isAllowed=y. Acesso em 26/09/2022.

REIS, L. B., FADIGAS, E. A. A., CARVALHO, C. E. Energia, recursos naturais e a prática do desenvolvimento sustentável. Barueri: Manole, 3ª Edição, 2019, Ref:9788520456811.

RECGROUP. Riding the wave of solar energy: Why floating solar installations are a positive step for energy generation., p.NE-18-27, 2018. Disponível em: https://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/wp_-_floating_pv_rev_d_web.pdf. Acesso em 25/07/2022.

Rosa-Clot, M.; Tina, G.M.; Nizetic, S. Floating photovoltaic plants, and wastewater basins: an Australian project. Procedia Engineering, 2017. 664-674. 9th International Conference on Sustainability in Energy and Buildings. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.585>.

Sacramento, E. M; Carvalho, P.C.M; Araujo, J.C; Riffel, B. R; Corrêa, R. M. C; Neto, J. S. P. Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs. IET Renewable Power Generation, November 2015. <https://doi:10.1049/iet-rpg.2015.0120>.

Sahu, A.; Yadav, N.; Sudhakar, K. Floating photovoltaic power plant: A review. Renewable and Sustainable Power Generation, (2015). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.051>.

SANTAFÉ, M. R. et al. Theoretical and experimental analysis of a floating photovoltaic cover for water irrigation reservoirs. *Energy*, v. vol. 67, p. p. 246-255, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.083>.

Seaflex, The Mooring System. Available at: <http://www.seaflex.net>. Accessed on 03/21/2021.

Silva, M.M.P.; Souza, M.U.; Santos, B.D.; Costa, M.P.; Araujo, E.C.S.; Soares, E.S.; Ribeiro, L.A.; Cavalcanti, L.P.S.; Tecnologias Sociais para Gestão de Resíduos Sólidos Recicláveis Secos e Prevenção de Riscos no Exercício Profissional de Catadores de Materiais Recicláveis. *Braz. J. of Develop.*, Curitiba, v. 6, n.5, p.31402-31428 mar..2020. DOI:10.34117/bjdv6n5-557.

Sun-Hee Kim; Seung-Cheol Baek; Ki-Bong Choi, and Sung-Jin Park, K. Design and Installation of 500KW Floating Photovoltaic Structures using High-Durability Steel. *Energies* 2020, 13, 4996. <https://doi.org/10.3390/en13194996>.

Taboada, M. E.; Cáceres, L.; Graber, T.A.; Galleguillos, H.R.; Cabeza, L.F. Solar water heating system and photovoltaic floating cover to reduce evaporation: Experimental results and modeling. *Renewable energy*, n.105, 2017. 601-615. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.12.094>.

Vera Y Conde, C.F.; Rocha, C.F.D. Habitat disturbance and richness and diversity of small mammals in an Atlantic Forest area in southeastern Brazil. *Braz. J. Biol.*, v.66, n.4, p.983-990 2006. <https://doi.org/10.1590/S1519-69842006000600005>.

Villalva, Marcelo Gradella. *Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações*. 2º.ed. rev. e atual. – São Paulo: Érica, 2015. ISBN 978-85-365-1854-1.

World Bank Group; Series; ESMAP. *Where Sun Meets: Floating Solar Market Report*. [SI], Report Executive Summary. Washington, DC: World Bank, 2018. Disponível em : <http://www.worldbank.org/en/topic/energy/publication/where-sun-meets-water>. Acesso em 24/09/2022.

Yuan An, Wei Fang, Bo Ming, and Qiang Huang (2015) Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation: Applications to short-term scheduling. *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 7, <https://dx.doi.org/10.1063/1.493056>.

Zilles R, Macêdo WN, Galhardo MAB, Oliveira SHF de. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. 2012: Oficina de texto. ISBN 9788579750526.

ANEXO – A

Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

O **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)** é responsável por formular políticas e diretrizes para o setor energético, além de identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País. Por tratar-se de um conselho, está diretamente vinculado à Presidência da República e conta com a participação de alguns Ministérios e representantes da sociedade civil, universidades e outros.

O **Ministérios de Minas e Energia (MME)** atua na formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do **CNPE**.

O **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)** monitora as condições de atendimento e recomenda ações preventivas para garantir a segurança do suprimento. Por tratar-se de um comitê, está diretamente vinculado ao **Ministério de Minas e Energia (MME)** e conta com representantes de todas as instituições do setor.

A **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)** realiza estudos e pesquisas para definição da Matriz Energética e subsidia o planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão).

A **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)** regula e fiscaliza a produção, transmissão e distribuição de energia, buscando sempre o equilíbrio do mercado. Zela pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelas melhores tarifas dos consumidores.

O **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)** é o órgão responsável pela coordenação e pelo controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (**SIN**), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (**ANEEL**).

A **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)** tem a função de viabilizar a comercialização de energia elétrica. Dentre suas atividades, está a

administração de contratos, realização da liquidação do mercado de curto prazo, entre outros. Os Agentes são empresas associadas aos segmentos de **geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia.**

A **Eletrobras (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.)** tem capacidade instalada de 50.515 megawatts com 164 usinas, sendo 36 hidrelétricas, 128 térmicas e 2 termonucleares. Possui mais de 74 mil quilômetros de linhas de transmissão, o que corresponde a 40.2% do total nacional. A empresa também promove o uso eficiente da energia e o combate ao desperdício por intermédio do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL).

ANEXO – B

Sistema Interligado Nacional (SIN)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é o conjunto de instalações de usinas, linhas de transmissão, subestações e redes de distribuição que formam um único sistema integrado eletricamente. Ele abrange a grande maioria do território brasileiro com quatro subsistemas: o Sul, o Sudeste/Centro-Oeste, o Nordeste e a maior parte da região Norte, que são interligadas por aproximadamente 100 mil quilômetros de linhas de transmissão nas tensões de 230, 345, 440, 500 e 750 kV (Aneel, 2008). Além das grandes linhas entre uma região e outra, o SIN é composto pelos ativos de conexão das usinas e aqueles necessários às interligações internacionais, abrigando 96,6% de toda a capacidade de produção de energia elétrica do país oriunda de fontes internas ou de importações, principalmente do Paraguai por conta do controle compartilhado da usina hidrelétrica de Itaipu. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, realizada pelas companhias geradoras e transmissoras, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Entre os benefícios desta integração e operação coordenada está a possibilidade de transferência de energia elétrica entre os subsistemas. Isto é particularmente importante em um país como o Brasil, caracterizado pela predominância de usinas hidrelétricas localizadas em regiões com regimes hidrológicos diferentes. Como os períodos de estiagem de uma região podem corresponder ao período chuvoso de outra, a integração permite que a localidade em que os reservatórios estão com maiores volumes de água envie energia elétrica para a outra, em que os lagos estão mais vazios, permitindo em muitos casos a preservação do “estoque de energia elétrica” represado sob a forma de água entre todas as regiões conectadas entre si. Para efeito de tarifação, o ano é dividido em dois períodos, um período seco que compreende os meses de maio a novembro (7 meses) e um período úmido, que compreende os meses de dezembro a abril (5 meses). Em algumas modalidades tarifárias, no período seco o consumo tem preços mais elevados.

Outra possibilidade aberta pela integração é a operação de usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas e fotovoltaicas em regime de complementaridade conferindo

robustez ao sistema. Como os custos da produção têm reflexo nas tarifas pagas pelo consumidor e variam de acordo com a fonte energética utilizada. Estes valores transformam-se em variáveis avaliadas pelo ONS para determinar o valor de despacho energético, que define quais usinas devem operar e quais devem ficar de reserva de modo a manter, permanentemente, o volume de produção igual ao de consumo. A energia hidrelétrica, de custo reduzido e abundante no Brasil, é prioritária no abastecimento do mercado (Nery, 2012).

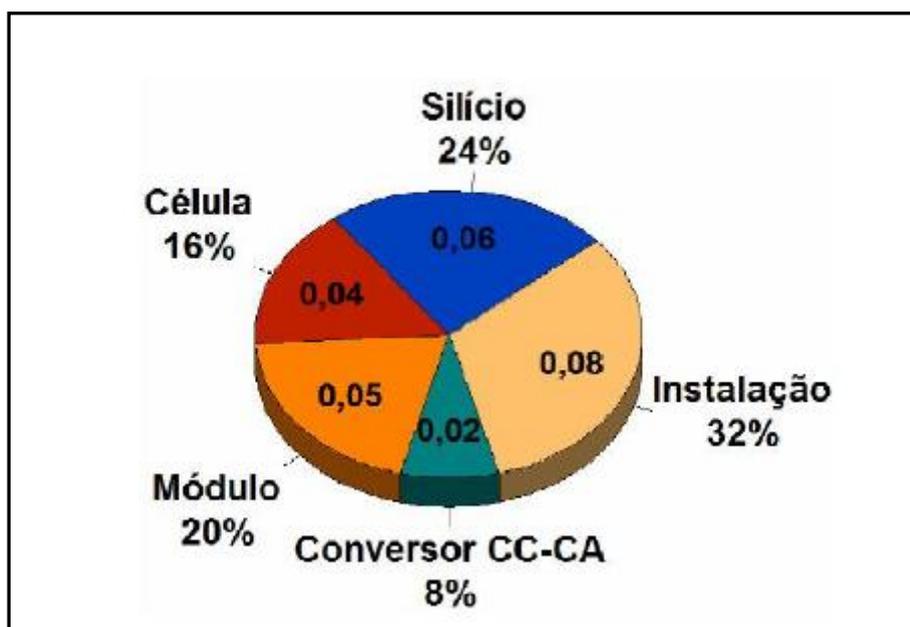
As termelétricas que são consideradas fontes de energia poluente e de elevado custo, de uma maneira geral, são acionadas em momentos de crise hídrica, que ocasionam a redução no nível dos reservatórios de água que abastecem as usinas hidrelétricas para complementar a geração de energia e, assim suprir a demanda do território nacional, em momentos de picos de demanda (em que o consumo sobe abruptamente) ou em períodos que é necessário preservar o nível dos reservatórios, com potencial de energia hídrica e água de consumo residencial/industrial. Isto ocorreu no início de 2008, quando o aumento do consumo aliado ao atraso no início do período chuvoso da região Sudeste apontou para a necessidade de uma ação preventiva para preservação do volume de água dos reservatórios. O sistema interligado se caracteriza, também, pelo processo permanente de expansão, que permite a conexão de novos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, quanto a integração de novas regiões, ampliando a possibilidade de troca de energia elétrica entre as regiões.

ANEXO – C

SÍLÍCIO

O silício é a principal matéria prima para produção de módulos fotovoltaicos, de símbolo Si, é um elemento químico pertencente ao grupo 14 (IV-A) da Classificação Periódica dos Elementos, de número atômico 14 (14 prótons e 14 elétrons) e com massa atômica igual a 28 u. À temperatura ambiente, encontra-se no estado sólido. Apresenta-se tanto na forma amorfa quanto na forma cristalina, em estrutura octaédrica, de coloração azul acinzentado e brilho metálico. É um elemento relativamente inerte e resistente à ação da maioria dos ácidos, mas reage com halogênios e bases. O silício transmite mais de 95% dos comprimentos de onda das radiações infravermelhas. Estão presente em minerais como as argilas, os feldspatos e o quartzo, normalmente na forma de dióxido de silício ou sílica (SiO_2) e de silicatos (compostos contendo silício, oxigênio e metais). É o principal componente do vidro, do cimento e da cerâmica, da maioria dos componentes semicondutores eletrônicos e dos silicones. O silício é responsável por 24% do custo de um painel fotovoltaico (CGEE-2009).

Figura 4: Participação do silício no custo de um painel fotovoltaico



Ref.: CGEE - 2009

Ocorrência do silício na natureza

Considerando um padrão comercial de módulos fotovoltaicos, a primeira etapa é a operação de mineração, onde o silício não é encontrado no estado nativo; apenas seus compostos podem ser encontrados na natureza. É o segundo elemento mais abundante e perfaz mais de 28% da massa da crosta terrestre. Em abundância, fica atrás apenas do oxigênio, que compõe quase a metade da crosta. Na água do mar, sua concentração é relativamente baixa, com apenas três miligramas por litro. No espaço, pode-se encontrar um átomo de silício para cada 30 mil átomos de hidrogênio. O principal componente mineral em que o silício está presente, e principal fonte de exploração, é o quartzo (SiO_2), um dos mais abundantes minerais da crosta. O elemento está presente ainda nos minerais de argila, como a caulinita (silicato de alumínio hidratado) e a montmorillonita (silicato de alumínio, magnésio e cálcio hidratado). O silício também é um componente essencial da maioria das rochas que formam a crosta terrestre, por exemplo, arenitos e granitos (GUZZO, 2008).

Figura 5: Exemplos de Lascas de Quartzo



Fonte: GUZZO, 2008

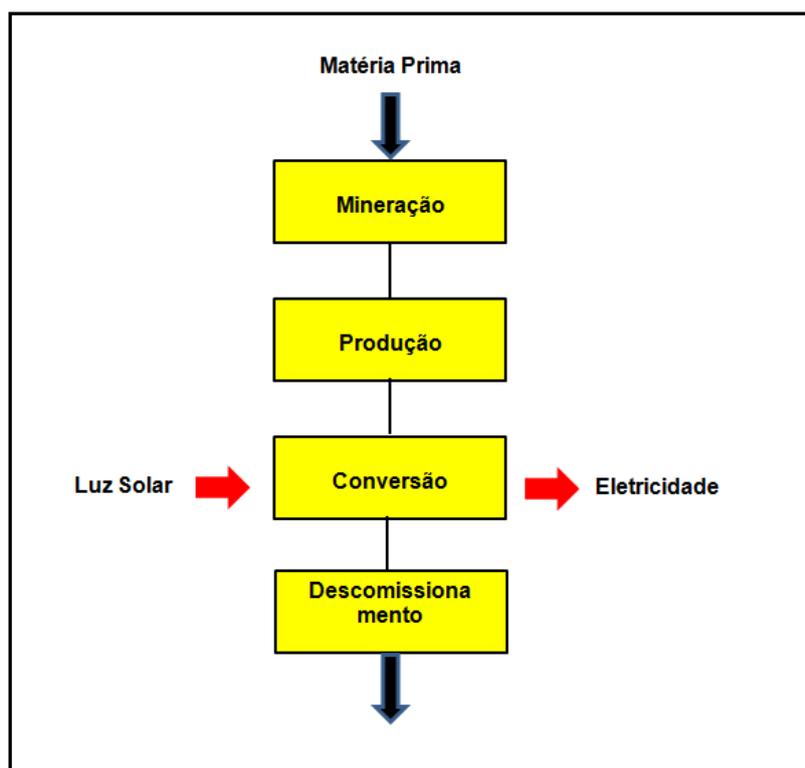
Industrialmente, a produção de silício se dá na forma de silício metálico (metalúrgico) ou na forma de liga ferrosilício. A liga ferrosilício responde por cerca de 94% da produção de silício, com base no peso, e por cerca de 75% em conteúdo de silício.

Os maiores produtores mundiais de silício metalúrgico são, respectivamente, China, Brasil, EUA, França e Noruega.

Ciclo de Vida de Painéis Solares

O processamento do Silício grau solar, deve considerar todas as etapas necessárias para a produção dos componentes de um sistema fotovoltaico, bem como o descomissionamento do sistema. Por isso, o primeiro passo a seguir é avaliar em cada etapa do processo um inventário detalhado das entradas e saídas de energia, materiais e equipamento de capital necessário. Em uma segunda etapa, a avaliação do risco potencial associado a cada etapa do processo, também devem ser avaliados para cada componente do sistema fotovoltaico (Figura 6).

Figura 6 – Ciclo de vida dos painéis fotovoltaicos

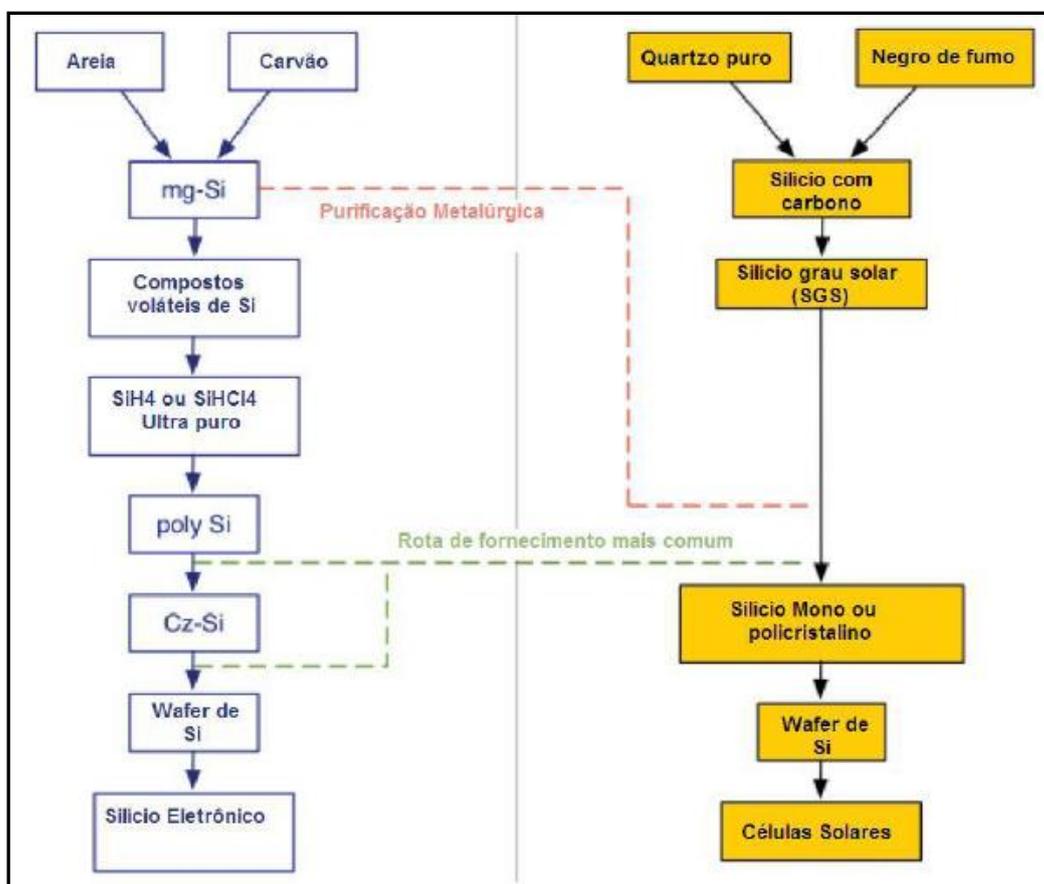


Fonte: Adaptado de IPTS

Obtenção de Silício Grau Metalúrgico (Si-GM) matéria prima para obtenção de Silício grau Solar (SGS).

O silício grau metalúrgico (Si-GM) possui em média de 98 a 99,5% de (Si) e, como impurezas, cerca de 1200 ppm de alumínio, 4000 ppm de ferro, de 1600 a 3000 ppm de cálcio. Os níveis de boro e fósforo não são controlados, mas em geral estão na faixa de 20 a 60 ppm. O meio mais comum e barato de se produzir Si-GM é a redução carbotérmica da sílica em forno elétrico a arco convencional. Dentro deste contexto, as rotas pirometalúrgicas parecem ser muito atraentes, em particular a redução carbotérmica da sílica.

Figura 7 – Comparação entre as diferentes rotas



Fonte: Bradford, 2008

Produção de Silício Grau Metalúrgico

O silício pode ser categorizado em quatro tipos: silício grau metalúrgico, químico, solar e eletrônico, sua classificação é em função de seu nível de pureza. O Brasil é um dos maiores produtores mundiais de silício metalúrgico, com produção atual de 170 milhões de toneladas, 8% da produção mundial em 2013. Cerca de 82% da produção nacional é voltada para a exportação. No Brasil, concentram-se as maiores reservas mundiais de quartzo de alta qualidade, no qual é encontrado o óxido de silício processado para obtenção do silício metalúrgico. A qualidade das jazidas brasileiras é um dos fatores de competitividade das indústrias brasileiras, que exportam grande parte da produção para abastecimento dos fabricantes de células no exterior (BNDS Setorial, 2014).

Figura 8 - Tipos de silício e grau de pureza



Fonte: (Marques et. Al, 2013)

Processamento Carbotérmico

O SiGM é obtido do quartzo, quartizitos ou areias silicosas adicionando redutores como coque metalúrgico, carvão vegetal além de lascas de madeira (para manter a carga com boa ventilação) em fornos de arco elétrico. A pureza das matérias-primas é importante para a qualidade final do SiGM. O processamento se baseia na redução do quartzo pelo carbono a altas temperaturas, utilizando-se como

agente redutor coque, semicoque ou coque de petróleo, de acordo com a seguinte estequiometria:



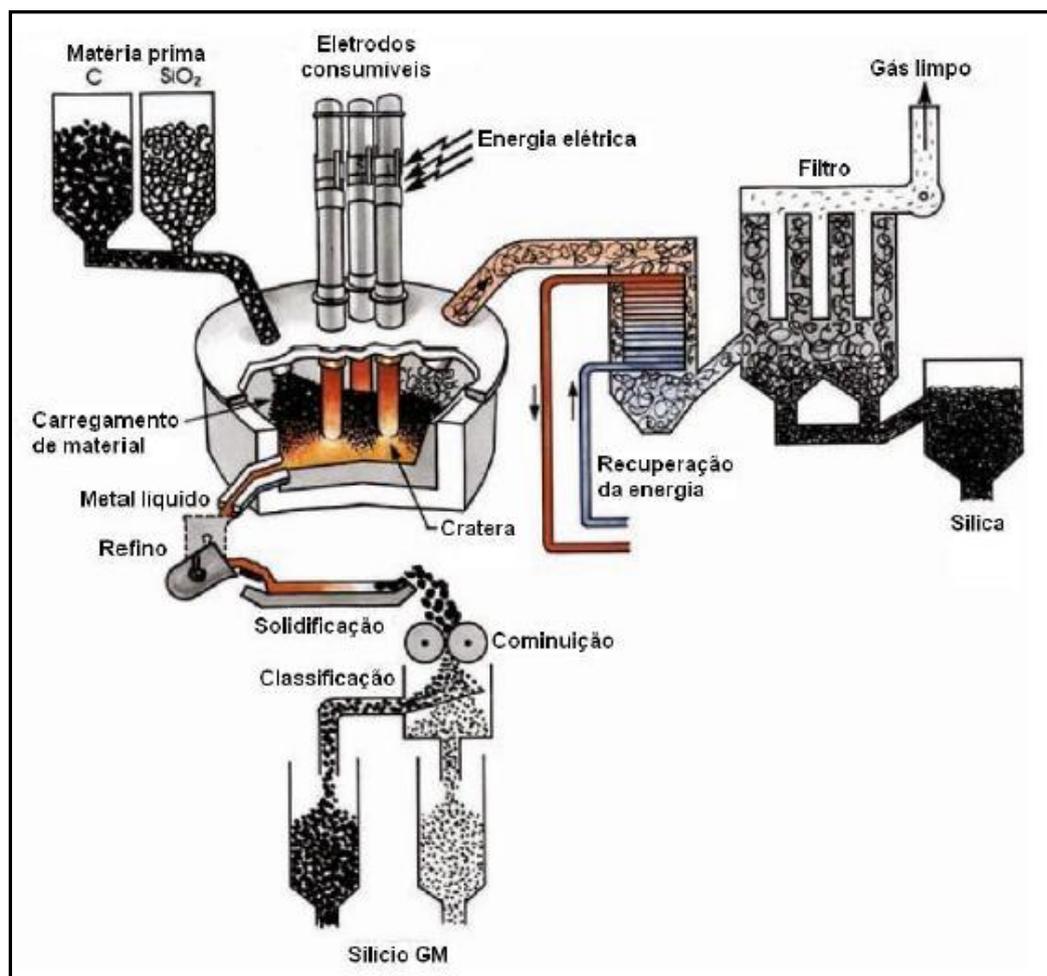
Controle de matéria prima: Inclui todos os estágios, até o carregamento do forno (transporte, armazenamento, mistura e pesagem).

Tipo de Forno: Normalmente, uma usina de silício contém mais de um forno. Embora tamanho e nível tecnológico variem bastante, todos incluem basicamente: equipamento para carregamento da matéria prima, suprimento de energia elétrica e equipamento para vazamento do metal líquido.

Purificação do gás e recuperação do seu calor sensível: O gás de processo sai do forno a temperatura muito elevada e contém grande quantidade de SiO(gás) (0,2 a 0,4 toneladas) por tonelada de silício GM produzido. No resfriamento o SiO(gás) é oxidado a SiO₂, sendo removido da fase gasosa utilizando-se filtros. A energia térmica do gás pode ser recuperada na geração de vapor ou na geração de energia elétrica.

Processamento do Metal: Inclui o refino, a cominuição, a classificação e a separação física.

Figura 9 – Partes principais de uma planta de redução de silício



Fonte: (Schei ET al., 1998 Apud Myrvagnes,2008)

De modo simplificado o óxido de silício é convertido em silício de acordo com a equação:

$$\text{SiO}_2(\text{s}) + \text{C}(\text{s}) \rightarrow \text{Si}(\text{l}) + \text{CO}_2(\text{g}) \quad (3)$$

O silício produzido é removido do forno através de canais na base dos fornos (MYRVAGNES, 2008). A redução do silício é um processo associado a várias reações que exigem condições especiais de operação, como o correto balanço de carbono, porosidade suficiente da carga no forno, boas condições de vazamento (sangria), inclusive matéria-prima de qualidade. (QUEIROZ DA SILVA, 1999).

Para produzir uma tonelada de SiGM são necessárias aproximadamente três toneladas de quartzo ou quartzito, 1,2-1,4 t de coque, 1,7-2,5 t de carvão vegetal e

madeira. Durante o processo são consumidos entre 120 e 140Kg de eletrodos de grafita por tonelada de silício e a energia consumida é de 12,5 a 14 MWh por tonelada de silício (ERGÜL, 2010).

Segundo BATHEY e CRETELLA (1982 apud GUZZO, 1998) as impurezas se encontram nos contornos de grão de Si formando compostos complexos. Parte das impurezas metálicas como Al, Fe, Ti e V podem ser removidas por meio de uma cominuição do SiGM até uma granulométrica de 50 a 70 μm e em seguida promover a lixiviação do material com vários tipos de ácidos (HCl, HF, H₂SO₄ e HNO₃). Com este processo, mais de 90% em peso das impurezas são eliminadas. Porém, a lixiviação ácida mostra-se ineficiente para a remoção de P, B e Cu. Uma vez que teores acima de 20 ppm de P e B tornam o Si inadequado para as aplicações como células solares e semicondutores, a lixiviação ácida, por si só, não é suficiente para purificar o SGM.

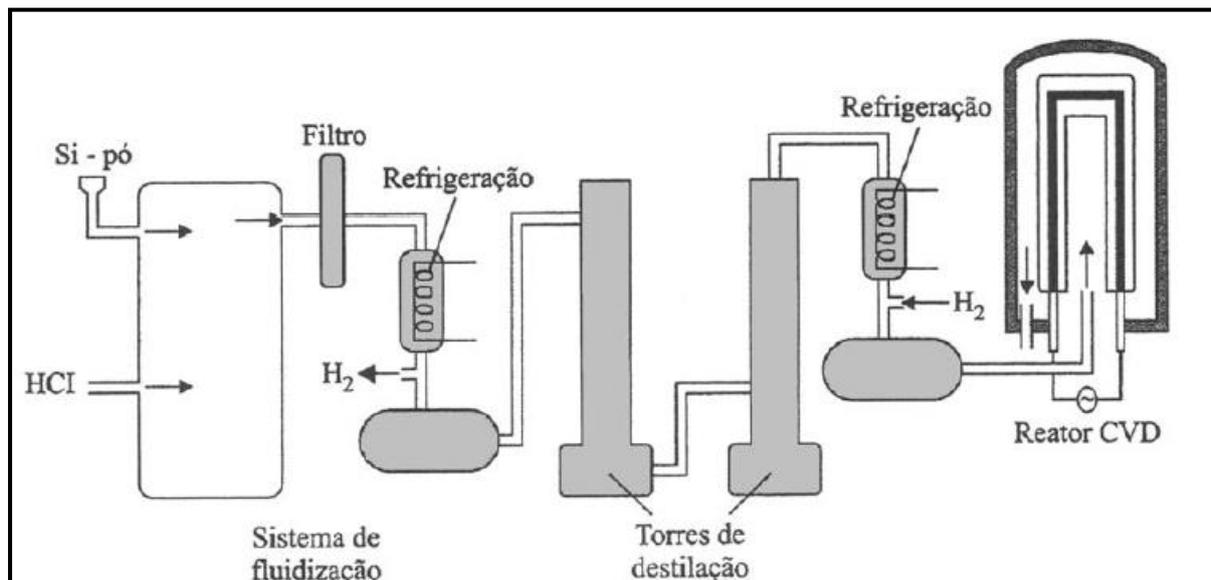
2.4.2 Produção de Silício Grau Solar

O silício obtido na redução carbotérmica é impuro para aplicações na indústria fotovoltaica ou eletrônica. A purificação do silício em grau solar/eletrônico normalmente é feita pela rota química, convertendo o silício em silanos. O processo Siemens é o mais utilizado para converter o SiGM em SiGS, outros processos foram desenvolvidos para corrigir limitações desse processo como o Union Carbide e o Ethyl. Além da rota química uma rota metalúrgica foi desenvolvida pela empresa norueguesa Elkem que converte o quartzo em SiGS sem uso de silanos.

2.4.3 Processo 35 Siemens

O processo 35 Siemens é um processo muito utilizado para purificação de silício grau metalúrgico em silício grau solar. Esse processo foi desenvolvido na Alemanha na década de 1950. A purificação segue as seguintes etapas: gaseificação do SiGM, destilação, e deposição de silício extremamente puro (Figura 10).

Figura 10 – Diagrama Ilustrativo do Processo Siemens



Fonte: (Moreira, 2009)

A gaseificação inicia-se pela hidrogenação do silício cominuído com ácido clorídrico em um leito fluidizado à aproximadamente 350°C, ocorrendo à reação 2 (CECCAROLI *et al*, 2011).

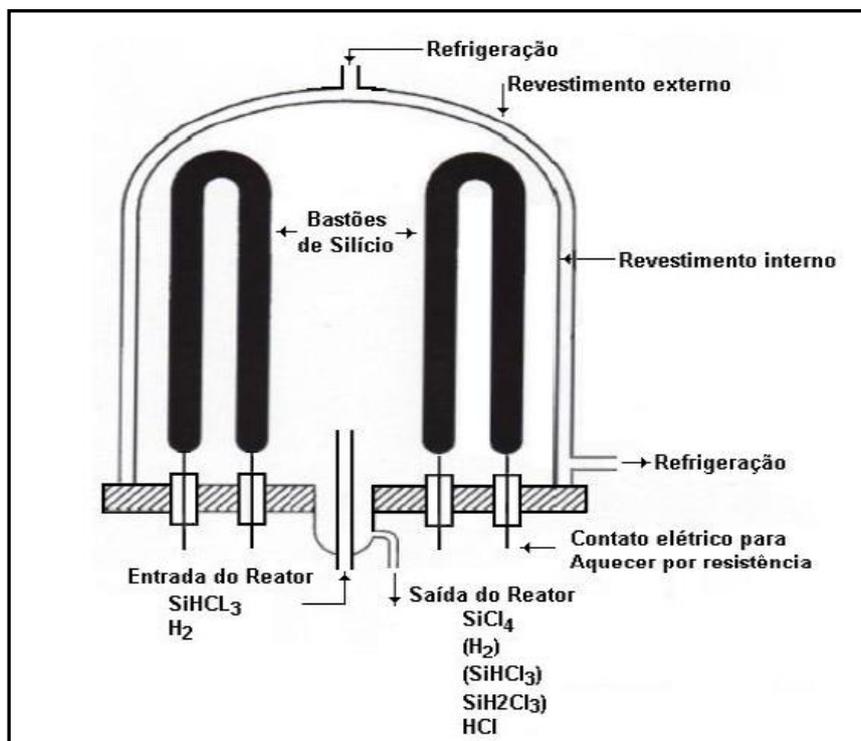


O triclrossilano é escolhido devido à sua elevada taxa de deposição, seu baixo ponto de ebulição (31,8°C) e a sua volatilidade relativamente elevada e, portanto, a facilidade de purificação no que diz respeito ao boro e fósforo reduzindo em nível de ppb (CIFTJA *et al*, 2008). A reação produz vários silanos indesejados como, AlCl₃ e BCl₃. O triclrossilano pode ser purificado utilizando destilação fracionada, utilizando o fato de as impurezas possuírem diferentes pontos de ebulição.

O triclrossilano de alta pureza é vaporizado e diluído com hidrogênio em um reator de deposição contendo barras de silício ultrapuro em forma de U invertido (Figura 11) que são submetidos a uma corrente elétrica durante o processo (CIFTJA *et al*, 2008). No reator o triclrossilano entra em contato com as barras à temperatura de 1100°C, dissocia e se deposita lentamente na mesma conforme a reação simplificada 5 (O'MARA *et al*, 1990).



Figura 11 - Diagrama ilustrativo de um reator, modelo em U



Fonte: CECCAROLI *et al*, 2011

O processo Siemens consome muita energia, de 120 – 160Kwh/Kg Si, considerando que a conversão seja perfeita, ou seja, que não haja acúmulo excessivo de material em uma parte do bastão, o que ocasionaria a parada do processo (Mariska, 2004). Ao final do processo após as barras de silício atingir tamanho desejado, podendo crescer até nove polegadas de diâmetro (O'MARA *et al*, 1990), são removidas e desfeitas em pequenos pedaços de silício policristalino (PINTO, 2008). O processo Siemens produz silício com altíssima pureza, muito maior que a necessária para utilização de células fotovoltaicas, podendo ser utilizado na indústria eletrônica. Entretanto apresenta algumas limitações (CIFTJA, 2008; CECCAROLI *et al*, 2011):

ANEXO – D

Validação do Software PVsyst

O software PVsyst foi validado pelo Folsom Labs em nota de aplicação de 2012, na qual foi referenciado ao software Helioscope. A equivalência foi verificada, confirmando que o modelo do sistema PVsyst calcula todas as relações elétricas e modela a saída de campo por um determinado tempo sob um conjunto de suposições. Em vez de modelar um único módulo fotovoltaico (PV) e assumir que todos os modelos são idênticos, o modelo do sistema inclui cada módulo fotovoltaico individualmente e permite que eles interajam exatamente com fariam na realidade.

Modelo de sistema

Cada painel solar é simulado inserindo diretamente todos os componentes físicos no sistema em uma hierarquia de sistema duplicando o projeto elétrico. Neste sistema, o inversor define a tensão de tração final para todo o campo, esta tensão é comunicada através de todos os componentes (fios, combinadores, otimizadores de potência) até atingir módulos individuais; esses módulos respondem fornecendo corrente através do sistema de acordo com Fatores Ambientais. O comportamento de cada componente é guiado por suas equações físicas subjacentes ou regras de comportamento (para otimizadores de potência), e o modelo garante que todas as tensões e correntes dentro do sistema satisfaçam essas equações.

Inversão CA

Matematicamente, para encontrar a eficiência em uma dada potência e tensão (Nv,p) usamos extrapolação linear simples. Por exemplo, se o ponto de potência mais próximo abaixo da potência alvo $p1$ é o ponto mais próximo acima do alvo potência $p2$, a eficiência extrapolada a uma dada tensão é dada por:

$$Nv,p1 = Nvmin,p1 + (v - v1) \times \frac{(Nv2,p1 - Nv1,p1)}{(v2 - v1)}$$

Similarmente para $p2$:

$$Nv, p2 = Nvmin, p2 + (v - v1) x \frac{(Nv2, p2 - Nv1, p2)}{(v2 - v1)}$$

Que nos dá uma total eficiência extrapolada:

$$Nv, p2 = Nv, p1 + (p - p1) x \frac{(Nv, p2 - Nv, p1)}{(p2 - p1)} \quad (1)$$

Combinadores

Um combinador simplesmente conecta vários fios em paralelo, agregando corrente. Leva qualquer número de fios de entrada, garante que todos estejam saindo na mesma tensão (qualquer que seja a tensão de extração da linha de saída) e, em seguida, emite a corrente total para um único fio de saída. Supõe-se que os combinadores tenham 100% de eficiência de transmissão.

Definição de uma conexão paralela para o combinador:

$$\text{Para cada entrada, } i : V_{combinador} = Vi \quad (2)$$

Eficiência perfeita na agregação de corrente:

$$I_{combinador} = \sum_{inputs} Ii \quad (3)$$

Cabos

O cabeamento é a peça fundamental que conecta todos os componentes do sistema, neste modelo em cada cabo se propaga uma corrente quando submetido a tensão da fonte (entrada), e uma queda de tensão conforme a resistividade do condutor.

$$Vload = Vfonte - I.(2Lp) \quad (4)$$

L é o comprimento do fio e p é a resistividade publicada da bitola do fio.

$$I = Iout = Iin \quad (5)$$

Conexão em série

Quando os componentes são conectados em série, a tensão se acumula ao longo da string, enquanto a corrente é constante.

$$V_{load} = \sum_{i=1}^n v_i - I \cdot (2Lp) \quad (6)$$

Conexão em paralelo

Quando os componentes são conectados em paralelo, a corrente se acumula ao longo do barramento, enquanto a tensão é efetivamente constante.

$$V_i = V_{i-1} + 2(L_i - L_{i-1})p \sum_{j=1}^n I_j \quad (7)$$

Nesta equação, a tensão de carga no final da linha é dada por V_0 , e tem uma posição $L_0 = 0$. Como em combinadores, a corrente é a soma de todas as correntes no barramento:

$$I_{bus} = \sum_{components} I_i \quad (8)$$

Cálculos de eficiência

A eficiência do otimizador é calculada com base na taxa de compensação, X , que é definida como:

$$X = \frac{V_{out}}{V_{in}} \quad (9)$$

Extrapolando a eficiência de uma curva

Com base na taxa de resistividade selecionada, a eficiência é então extrapolada de uma tabela de valores reais, usando uma extrapolação linear:

$$\eta_x = \eta_{xmin} + (X_{max} - X_{min}) \left(\frac{\eta_{xmax} - \eta_{xmin}}{X_{max} - X_{min}} \right) \quad (10)$$

Transformação de saída

Dada a equação (9), a transformação para a corrente, em resposta a resistividade de tensão é definida como:

$$I_{out} = \frac{I_{in}}{X} \cdot \eta(X) \quad (11)$$

O que significa que a potência de saída é dada por:

$$P_{out} = \left(\frac{I_{in}}{X} \cdot \eta(X) \right) \cdot (V_{in} \cdot X) = I_{in} V_{in} \eta(X) \quad (12)$$

Modelo de diodo único

O Modelo de Diodo Único é uma caracterização baseada na equação de diodo completo, com ajustes importantes para garantir o comportamento do módulo em uma faixa de temperaturas de célula. A equação do diodo único é dada por:

$$I = I_{sc} \cdot S - I_0(T) \left(e^{\frac{q}{kT} (V + IR_s)} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (13)$$

Ajuste de temperatura

Para cada módulo, calculamos um fator de ajuste de temperatura, K, para a corrente de saturação fornecer a relação desejada:

$$I_0(T) = I_0(1 + K)^{T-25} \quad (14)$$

Modelo de diodo PVSyst

Em seu núcleo, o Modelo de Módulo PVSyst tem duas peças principais, a formulação real, que inclui muitos ajustes ao padrão Equação de diodo completo de Shockley, e um cuidadoso sistema de parametrização de cada módulo.

O modelo de diodo único de Shockley pode ser escrito como:

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{q}{kT} \cdot \frac{1}{\gamma N_{cs}} (V + IR_s)} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (15)$$

O modelo do módulo PVSyst é baseado nesta fórmula fundamental do diodo, mas parametriza vários dos fatores (ex: IPH), como pode ser visto na tabela abaixo.

Saída do Módulo	I	Corrente fornecida pelo módulo
	V	Tensão fornecida pelo módulo
Entradas	G	Irradiância efetiva W/M ²
	Tc	Temperatura do Módulo (Célula), K
	IPH (G,T)	Fotocorrente (ex. corrente de curto-circuito), proporcional a G, (Amps)
	I0(T)	Corrente de saturação inversa, dependendo da temperatura, (Amps)
Parâmetros do módulo	Rsh (G)	Resistência Shunt, varia com G, (Ohms)
	Rs	Resistência em série, (ohms)
	γ	Fator de qualidade do módulo (normalmente 1-2)
	Ncs	Número de células em série o módulo
Constantes físicas	q	Carga fundamental do elétron, 1.602.10 ⁻¹⁹ Coulomb
	K	Constante de Boltzmann, 1,381.10 ⁻²³ J/K)

Cálculo da foto corrente

Como pode ser visto acima, a foto corrente, ou corrente de curto-circuito, determina a corrente máxima que o módulo pode produzir para um determinado nível de irradiação (G) e a uma determinada temperatura (T). A fórmula precisa na documentação do PVSyst é:

$$IPH(G, T_c) = \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \cdot (IPH_{ref} + \mu_{lsc}(T_c - T_{Cref})) \quad (16)$$

Saída	IPH	Corrente de curto-circuito do módulo
Entradas	G	Irradiância efetiva W/M ²
	Tc	Temperatura do Módulo (Célula), K
Parâmetros do módulo	IPHref	Fotocorrente (ex. corrente de curto-circuito), proporcional a G, (Amps)
	μIsc	Coefficiente de Temperatura da Fotocorrente, A/K
Referencias de entradas	Gref	Irradiância de referência (normalmente 1000 W/M ²)
	Tref	Temperatura de referência (normalmente 25°C)

Corrente de saturação reversa

A corrente de saturação reversa determina qual tensão o módulo pode fornecer para qualquer nível de irradiância e corrente. Depende da corrente de temperatura da célula (T_c) e dos parâmetros do módulo.

$$I_0(TC) = I_{0ref} \left(\frac{TC}{TC_{ref}} \right)^3 \cdot e^{\left(\frac{q \cdot E_{gap}}{\gamma \cdot K} \right) \left(\frac{1}{TC_{ref}} - \frac{1}{TC} \right)} \quad (17)$$

Saída	I0	Corrente de saturação do diodo, amperes
Parâmetros do módulo	Tc	Temperatura do Módulo (Célula), K
	I0ref	Corrente de saturação de referência para o módulo, amperes
	γ	Fator de qualidade do módulo (normalmente 1-2)
Referencias de entradas	Egap	Gap de banda para o semiconductor, consulte a tabela, eV
	Tref	Temperatura de referência (tipicamente 25°C), K
Constantes físicas	q	Carga fundamental do elétron, $1.602 \cdot 10^{-19}$ Coulomb
	K	Constante de Boltzmann, $1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K

Cálculo da resistência Shunt

O modelo PVSyst inclui uma dependência de insolação para a resistência shunt R_{sh} , isso normalmente é esperado para módulos a-Si, mas foi observado para todos os módulos, de fato, todas as tecnologias demonstraram uma dependência similar de insolação, como visto em (18).

$$R_{sh}(G) = R_{sh}(G_{ref}) + (R_{sh}(0) - R_{sh}(G_{ref})) \cdot e^{\left(-\beta \cdot \frac{G}{G_{ref}} \right)} \quad (18)$$

Saída	Rsh	Resistência efetiva Shunt do modulo, Ohms
Entradas	G	Irradiância efetiva W/M ²
Parâmetros do módulo	Rsh(Gref)	Resistência Shunt para a referência Fotocorrente, Ohms
	Rsh(0)	Valor de resistência Shunt padrão
Referencias de entradas	Gref	Irradiância de referência (normalmente 1000 W/M ²)
	β	Parâmetros de decaimento determinados experimentalmente, tipicamente 5,5

Caracterização do Módulo

Dada a formulação para um módulo como dado na equação (15), os ajustes associados para I_{ph} e I_0 , possuem seis parâmetros que devem ser caracterizados para cada módulo:

Parâmetros Requeridos	I_{0ref}	Corrente de saturação de referência para o módulo, amperes
	γ	Fator de qualidade do módulo (normalmente 1-2)
	E_{gap}	Gap de banda para o semiconductor, consulte a tabela, eV
	R_s	Resistência em série, (ohms)
	R_{sh}	Resistência Shunt, (Ohms)

O PVSyst aborda essas variáveis desconhecidas usando os pontos de dados físicos medidos (potência máxima, corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto) para criar equações adicionais:

$$I_0(T_{ref}) = I_{0ref} \quad (\text{equação (17)})$$

$$I_{PH}(G_{ref}, T_{ref}) = I_{PHref} \quad (\text{equação (16)})$$

$$0 = I_{phref} - I_{0ref} \left(e^{\frac{q}{kT} \cdot \frac{V_{oc}}{\gamma N_{cs}}} - 1 \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (\text{equação (15), } V_{oc})$$

$$I_{sc} = I_{phref} - I_{0ref} \left(e^{\frac{q}{kT} \cdot \frac{I_{sc} R_s}{\gamma N_{cs}}} - 1 \right) - \frac{I_{sc} R_s}{R_{sh}} \quad (\text{equação (15), } I_{sc})$$

$$I_{mp} = I_{phref} - I_{0ref} \left(e^{\frac{q}{kT} \cdot \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{\gamma N_{cs}}} - 1 \right) - \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{R_{sh}} \quad (\text{eq. (15), } V_{mp}, I_{mp})$$

Gap de banda de semicondutor

O parâmetro mais simples de determinar é o intervalo de banda elétrica do semicondutor. Isso é tipicamente determinado como padrão a partir de uma tabela de pesquisa:

Tabela de pesquisa de band-gap (E _{gap}):	<i>Cristalino</i>	1.12 eV
	<i>CIS</i>	1.03 eV
	<i>a-Si</i>	1.70 eV
	<i>CdTe</i>	1.50 eV

Tabela de pesquisa de Gama (γ):	<i>Si-Mono</i>	1.3
	<i>Si-Poly</i>	1.35
	<i>a-Si:H</i>	1.4
	<i>a-Si:H tandem</i>	2.8
	<i>a-Si:H tandem</i>	4.2 (medido)
	<i>CdTe</i>	1.5 (desconhecido)
	<i>CIS</i>	1.5 (medido)
	<i>AsGa</i>	1.3 (desconhecido)

Modelo Sandia National Labs

Uma vez calculada a irradiância para cada módulo, devemos calcular a temperatura da célula de acordo com o Modelo de desempenho dado por Sandia National Labs, Modelo de Atuação (D. L. King, W. E. Boyson, J. A. Kratochvil, (2004)).

$$T_m = E \cdot (e^{a+b \cdot WS}) + T_a \quad (19)$$

Onde:

T_m = Temperatura do módulo, °C

T_a = Temperatura ambiente do ar, °C

WS = Velocidade do Vento, m/s

E = Irradiância Solar incidente na superfície do módulo, W/m^2

a = coeficiente determinado empiricamente para o limite superior da temperatura do módulo em baixa velocidade do vento.

b = coeficiente determinado empiricamente para a taxa na qual a temperatura do módulo cai com a velocidade do vento.

Para a maioria dos módulos, há uma diferença entre a temperatura do módulo (TM) e a temperatura da célula (TC), essa diferença pode ser contabilizada usando:

$$TC = TM + \frac{E}{E0} \cdot \Delta T \quad (20)$$

Onde:

TC = Temperatura da Célula, $^{\circ}C$

$E0$ = Referência de irradiação solar do módulo, ($1000 W/m^2$)

WS = Velocidade do Vento, m/s

ΔT = A diferença de temperatura entre o módulo e a célula para $E0$

TIPO DO MÓDULO	MONTAGEM	a	b	ΔT
Vidro/célula/vidro	Rack aberto	-3,47	-0,0594	3
Vidro/célula/vidro	Montagem fechada no telhado	-2,98	-0,0471	1
Vidro/célula/folha de polímero	Rack aberto	-3,56	-0,0750	3
Vidro/célula/folha de polímero	Parte traseira isolada	-2,81	-0,0455	0
Polímero/filme fino/aço	Rack aberto	-3,58	-0,1130	3

Modelo de difusão

Neste modelo, a temperatura da célula é determinada com base na energia total absorvida pelo módulo (impactada pela irradiância total incidente no módulo e a eficiência do módulo), para temperatura constante a difusão aumenta com base na velocidade do vento. Este é o modelo comumente usados em softwares como o PVSyst;

T_m = Temperatura do módulo, °C;

T_A = Temperatura ambiente do ar, °C;

UC = Coeficiente de perda térmica constante, $W/M^2 \cdot ^\circ C$;

UW = Velocidade do vento Coeficiente de perda térmica, $W/M^2 \cdot ^\circ C$; / (m/s)

WS = Velocidade do Vento, m/s

α = Coeficiente de absorção, normalmente 90%

ηM = Eficiência do Módulo, %

$$U(WS) = UC + WS \cdot UW$$

$$U(WS) \cdot (TM - TA) = \alpha E(1 - \eta M)$$

Resolvendo para a temperatura do módulo produz:

$$TM = \frac{\alpha E}{U} (1 - \eta M) + TA \quad (21)$$

Dados meteorológicos

A fonte primária de dados para modelagem é um arquivo meteorológico incluindo irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento. Os dados são importados do NREL; National Solar Radiation Data base (no formato TMY3), ou do Departamento de Energia dos EUA, (no formato EPW). Esses dados, em conjunto com a localização detalhada e orientação dos módulos solares permite uma estimativa precisa da capacidade solar bruta de uma área;

IGH = Irradiância Global Horizontal Total na Superfície da Terra (W/M)

IDH = Irradiância horizontal difusa na superfície da Terra (W/M^2)

T = A temperatura ambiente (bulbo seco) ($^\circ C$)

V = Velocidade do vento (m/s)

Os arquivos TMY3 também possuem muitos outros parâmetros (por exemplo, albedo, umidade relativa, precipitação, visibilidade), mas muitos deles são imprecisos ou variam em suas metodologias de medição (ou cálculo) de local para local e, portanto, não são utilizados.

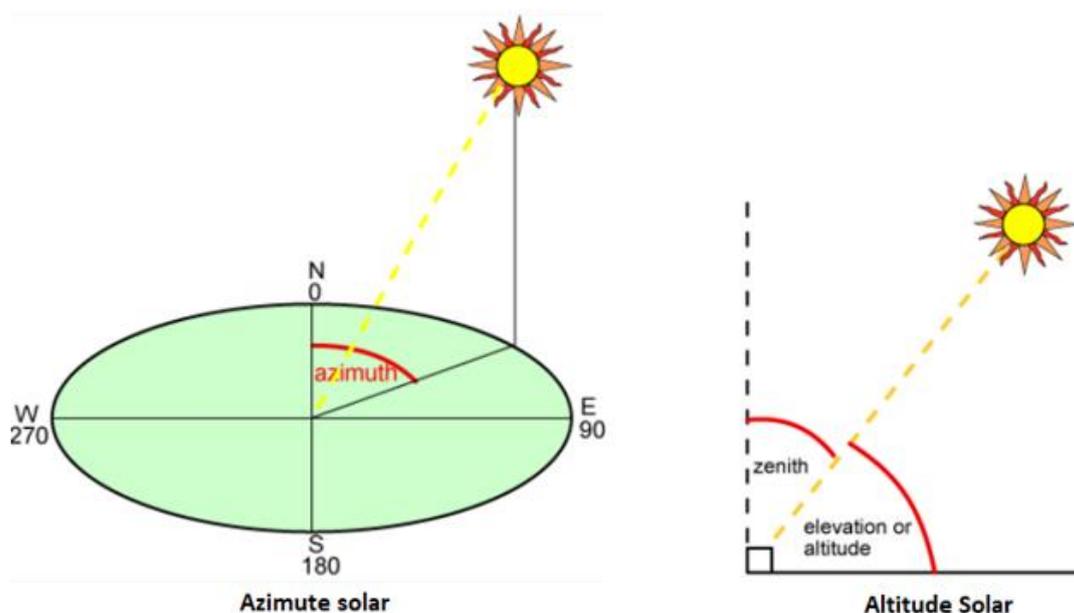
Ângulos Solares

Para incorporar os dados meteorológicos, devemos calcular o deslocamento solar no local do projeto, em arquivo meteorológico. Este cálculo depende principalmente da localização (latitude e longitude) e tempo específico de cada medição. O resultado de qualquer cálculo de posição solar resulta em três valores principais que descrevem a posição relativa do sol para o local do projeto;

θ_s = Ângulo de azimute solar

β_s = Ângulo de altitude solar

Z_s = Ângulo zênite solar ($90^\circ - \beta_s$)



Cálculos de Irradiância

Para calcular a irradiância disponível para os módulos do sistema, é necessário calcular a posição do sol para cada módulo, usando um modelo de transposição para converter as informações de dados meteorológicos (Irradiação Horizontal Global e Irradiação Horizontal Difusa), a posição solar (azimute solar e elevação) e os ângulos do coletor (azimute do coletor e inclinação) em irradiância direta, difusa e refletida disponível.

Irradiação de Feixe (Direto)

A irradiação do feixe disponível para os módulos é a irradiação direta total normal à superfície do coletor. Os ângulos solares necessários para este cálculo podem ser determinados para qualquer época do ano, como dado pelas equações:

IB = irradiância total do feixe na superfície terrestre (W/M^2)

IBH = Feixe de irradiação incidente em um plano horizontal (W/M^2)

IBC = Irradiância de Feixe incidente no Coletor (W/M^2)

θ = Ângulo de incidência solar (ao coletor)

ΣC = Inclinação do Coletor

$\emptyset C$ = Ângulo de azimute do coletor

Também há várias fórmulas para calcular os ângulos solares relevantes:

$$\cos(\theta) = \cos(\beta_s) \cos(\emptyset_s - \emptyset_c) \sin(\Sigma c) + \sin(\beta_s) \cos(\Sigma c)$$

$$a = \max(0, \cos(\theta))$$

$$b = \max(0.087, \sin(\beta_s))$$

A irradiação do feixe horizontal pode simplesmente ser calculada como a diferença entre irradiação global medida e irradiação horizontal difusa, a irradiância total do feixe é calculada com base na geometria dos ângulos solares:

$$IBH = IGH - IDH$$

$$IB = IBH \cdot 1/b$$

A componente do feixe da radiação incidente no plano da matriz é dada por:

$$IBC = IBH \cdot \frac{a}{b} \quad (22)$$

Modelo Hay para Irradiância Difusa

O Modelo de Hay depende da constante solar, que indica a quantidade de irradiação solar disponível no topo da atmosfera da Terra para calcular um índice de clareza. Este índice de clareza é então usado para calcular a porção circunsolar da irradiância difusa.

I_0 = Irradiância solar disponível fora da atmosfera da Terra (W/M^2)

\bar{I}_0 = Constante Solar, 1.367,7 (W/M^2)

η = O número do dia (1...365)

K = Índice de clareza

$$I_0 = \bar{I}_0 \left[1 + 0.033 \cos \left((n - 2) \cdot \frac{360}{365} \right) \right]$$

Observe que há uma pequena variação (3,3%) na irradiância disponível para a Terra ao longo do ano devido à natureza elíptica da órbita da Terra. Usando esta irradiância, o modelo de Hay requer o cálculo de um índice de claridade, dado por:

$$K = \frac{IBH}{b \cdot I_0} \quad (23)$$

Combinando as equações, temos a equação (24) que descreve a irradiância difusa disponível para um coletor fotovoltaico dado pelo Modelo Hay.

$$IDHC = IDH \left((1 - K) \left(\frac{1 + \cos(\Sigma C)}{2} \right) + K \frac{a}{b} \right) \quad (24)$$

Modelo Perez para Irradiância Difusa

O Modelo Perez inclui um coeficiente de banda circumsolar e de horizonte para estimar a irradiação difusa disponível para o coletor solar.

ε = Índice de clareza

K = Constante, 1.041

Δ = Índice de brilho

m = Relação de massa de ar

F_1 = Coeficiente de brilho Circumsolar

F_2 = Coeficiente de brilho do horizonte

Como no Modelo Hay, devemos calcular a irradiação disponível fora da atmosfera da Terra:

I_0 = Irradiância solar disponível fora da atmosfera da Terra (W/M^2)

\bar{I}_0 = Constante Solar, 1.367,7 (W/M²)

η = O número do dia (1...365)

$$I_0 = \bar{I}_0 \left[1 + 0.033 \cos \left((n - 2) \cdot \frac{360}{365} \right) \right]$$

Portanto, podemos calcular o índice de clareza e o coeficiente de brilho:

$$\varepsilon = \frac{\left(\frac{IDH + IB}{IDH} + kZ^3s \right)}{1 + kZ^3s}$$

$$\Delta = \frac{(IDH \cdot m)}{I_0}$$

Onde a razão de massa de ar pode ser estimada, usando um método desenvolvido por Pickering com a seguinte formulação:

$$m = \frac{1}{\sin (\beta s + 244 / (165 + 47\beta s)^{1,1}}$$

ϵ BIN	MIN ϵ	MAX ϵ
1 (Nublado)	1.000	1.065
2	1.065	1.230
3	1.230	1.500
4	1.500	1.950
5	1.950	2.800
6	2.800	4.500
7	4.500	6.200
8 (Claro)	6.200	∞

ϵ BIN	F11	F12	F13	F21	F22	F23
1	-0,008	0,588	-0,062	-0,06	0,072	-0,022
2	0,13	0,683	-0,151	-0,019	0,066	-0,029
3	0,33	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
4	0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	-0,014
5	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
6	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056
7	1,06	-1,6	-0,359	0,264	-1,127	0,131
8	0,678	-0,327	-0,25	0,156	-1,377	0,251

A partir dos valores nesta tabela para um determinado valor de épsilon (ϵ), podemos calcular os coeficientes de brilho circunsolar e do horizonte:

$$F1(\epsilon) = F11(\epsilon) + F12(\epsilon) \cdot \Delta + F13(\epsilon) \cdot Z_s$$

$$F2(\epsilon) = F21(\epsilon) + F22(\epsilon) \cdot \Delta + F23(\epsilon) \cdot Z_s$$

Usando esses fatores calculados para ajuste circunsolar e do horizonte, temos a equação (25), para o valor incidente de irradiação difusa em um coletor sob o Modelo Perez.

$$IDHC = IDH \left((1 - F1) \left(1 + \frac{\cos(\Sigma_c)}{2} \right) + F1 \frac{a}{b} + F2 \sin(\Sigma_s) \right) \quad (25)$$

Irradiação Refletida

A irradiância refletida disponível para um coletor é medida com base no coeficiente de albedo (a razão de irradiância refletida para irradiância incidente). Este cálculo assume que não há objetos próximos de sombreamento bloqueando o compartilhamento.

IRC = Irradiação refletida no plano do coletor (W/M²)

α = Coeficiente de albedo, normalmente 0,2

$$IRC = IGH \cdot \alpha \left(\frac{1 - \cos(\Sigma C)}{2} \right) \quad (26)$$

Ajustes de Irradiância

Após as componentes de irradiância terem sido calculados para um único plano inclinado, as irradiâncias difusa e refletida devem ser ajustadas para sombreamento e reflexão devido ao ângulo de incidência da irradiação de entrada. Como o ajuste de reflexão depende da localização da luz recebida, esses dois cálculos são interdependentes e devem ser realizados simultaneamente.

Ajuste Isotrópico

Como foi calculado no modelo de Hay e Perez, a irradiância refletida e difusa disponível para um módulo, é com base na porção do céu que o módulo pode 'ver'. Esta fração pode ser calculada usando uma integral esférica, integrando sobre a superfície de uma esfera, os limites de representação do céu disponível para o coletor solar.

$$\Omega = \frac{1}{2\pi} \int_0^\pi \int_0^\pi \sin(\phi) d\phi d\theta \quad (27)$$

Nesta formulação, (ϕ) é o ângulo de azimute local, que varre de leste a oeste na frente do coletor solar, e (θ) é o ângulo zenital local que varre o topo do coletor solar.

Ambos os modelos de transposição Hay e Perez assumem um único banco de módulos em uma inclinação fixa (ΣC) , ou seja, a fração de luz difusa (*Diso*), disponível

aos módulos para ser diretamente proporcional ao compartilhamento que incide sobre o coletor solar.

$$D^{0}_{iso} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{\pi-\Sigma c} \int_0^{\pi} \sin(\phi) \cdot \sin(\theta + \Sigma c) \, d\phi d\theta = \frac{1 + \cos(\Sigma c)}{2} \quad (28)$$

Da mesma forma para a porção de luz refletida, (*R_{iso}*), que pode ser calculada:

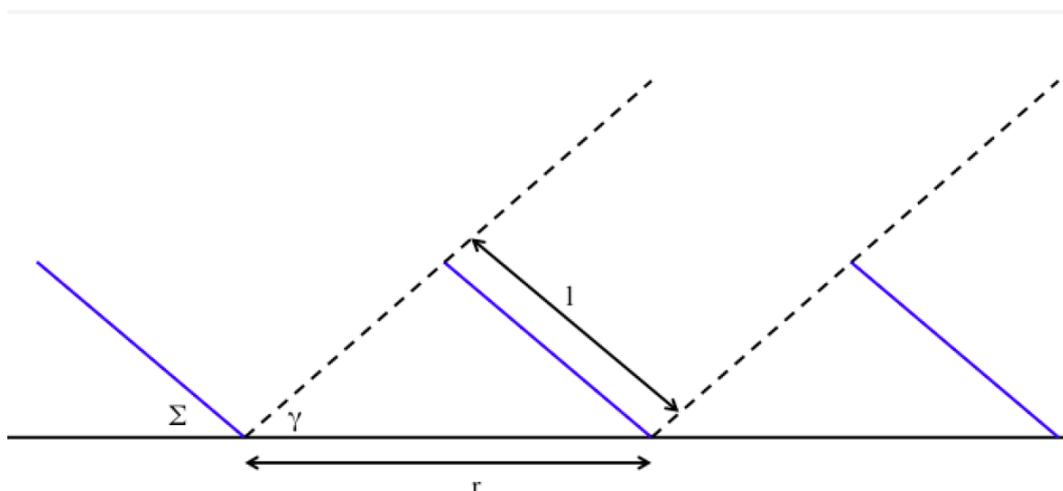
$$R^{0}_{iso} = \frac{1}{2\pi} \int_{-\Sigma c}^0 \int_0^{\pi} \sin^2(\phi) \cdot \sin(\theta + \Sigma c) \, d\phi d\theta = \frac{1 - \cos(\Sigma c)}{2} \quad (29)$$

Proximidade de Sombreamento

Quando os módulos são organizados em várias fileiras, cada fileira limita a parte do céu disponível para a fileira atrás; isso limita a luz difusa disponível ao longo do ano. Usando o ângulo do coletor solar até a borda superior do coletor à sua frente (γ), a fórmula se torna:

$$D^{0}_{iso} = \frac{1}{2\pi} \int_{\gamma}^{\pi-\Sigma c} \int_0^{\pi} \sin^2(\phi) \cdot \sin(\theta + \Sigma c) \, d\phi d\theta = \frac{1 + \cos(\Sigma c + \gamma)}{2}$$

Diagrama de Ângulos para Cálculo de Sombreamento



Utilizado para qualquer sistema com fileiras de módulos, sem geometria específica. No entanto, como resultado do uso de dados de projeto detalhados para o sistema, as localizações exatas dos módulos são conhecidas, o que nos permite adicionar irradiação adicional para módulos na borda da matriz:

$$D^{0iso} = \frac{1 + \cos(\Sigma c + \gamma)}{2} + \frac{1}{2\pi} \int_0^\gamma \left(\int_0^{\phi^{west}} \sin^2(\phi) \cdot \sin(\theta + \Sigma c) d\phi + \int_0^\pi \sin^2(\phi) \cdot \sin(\theta + \Sigma c) d\phi \right)$$

Da mesma forma, para o fator refletido, a única parte disponível para a luz refletida é o plano entre as fileiras de painéis. Se o ângulo do módulo para o plano abaixo da borda superior do módulo na frente dele é (ϵ), então o ajuste da radiação refletida se torna;

$$R^{0iso} = \frac{1}{2\pi} \int_{-\Sigma c}^\epsilon \int_0^\pi \sin^2(\phi) \cdot \sin(\theta + \Sigma c) d\phi d\theta$$

Para uso na saída, dado que os ajustes isotrópicos da linha de base ($D0iso$ e $R0iso$) já foram incorporados aos modelos de transposição, portanto, a irradiância difusa e refletida requer apenas ajustes na saída pela diferença relativa:

$$I'_{DC} = IDC \left(\frac{Diso}{D0iso} \right)$$

$$I'_{RC} = IRC \left(\frac{Riso}{R0iso} \right)$$

Observe que para a irradiância do feixe, o efeito de sombreamento próximo é simplesmente quando a porção do feixe da luz é obstruída por qualquer parte da margem anterior, toda a irradiância do feixe é perdida, ou seja, sempre que a altitude solar do ângulo é menor do que o próximo banco de módulos ($\beta \leq \gamma$) e está entre os limites das bordas do próximo banco de módulos ($\phi_{east} \leq \phi_s \leq \phi_{west}$), o módulo é considerado sombreado e a irradiância do feixe (IBC) é definida para 0.

Ajuste do ângulo de incidência

Devido à reflexão da luz incidente na superfície dos módulos, todos os tipos de irradiância devem ser ajustados com base no ângulo de incidência. Isso foi parametrizado pela ASHRAE como:

$$\rho(\theta_i) = 1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos(\theta_i)} - 1 \right) \quad (30)$$

Onde:

θ_i = Ângulo de incidência entre a luz e a superfície do coletor

b_0 = uma constante, normalmente 0.05

Cálculo da Reflexão do Feixe

Para irradiância do feixe, esse ajuste é direto, como pode ser visto na equação (31), mas para irradiância difusa e albedo, esta fórmula deve ser integrada na porção visível do céu (para difusa) ou na porção visível do plano de suporte dos módulos (para refletido).

$$I'_{BC} = \rho(\theta_i) I_{BC} \quad (31)$$

Cálculo da Irradiância Difusa e Albedo

Para irradiância difusa e albedo, o modificador de ângulo de incidência [$\rho(\theta_i)$] deve ser integrado em toda a porção do céu disponível para o coletor (assim como nos ajustes isotrópicos) usando a equação (27). A formulação específica é dada por:

$$\frac{1}{2\pi} \iint \sin^2(\phi) \cdot \sin(\theta + \Sigma C) \rho(\theta_i) d\theta' d\phi$$

Esta equação deve ser integrada numericamente, avaliando a integral sobre a porção do céu disponível para o coletor (assim como no ajuste isotrópico) ele produz, o ajuste total para a irradiação difusa contabilizando próximo aos sombreados e o ajuste do ângulo de incidência. Da mesma forma avaliando sobre o plano na frente do modulo, o ajuste equivalente para a irradiância refletida/albedo. Ao fazer esta integral, os ajustes para sombreamentos são levados em conta pelos limites da integral, então

este cálculo se torna o único ajuste necessário para irradiância difusa e refletida após o modelo de transposição inicial.

$$I'_{DC} = IDC \left(\frac{Diam}{D0iso} \right) \quad (32)$$

$$I'_{RC} = IRC \left(\frac{Riam}{R0iso} \right) \quad (33)$$

Outras incompatibilidades

Na prática, existem muitas outras fontes de incompatibilidade presentes em um painel solar: nuvens, variação de fabricação, degradação do módulo, sujeidade etc. Estes efeitos não são modelados especificamente, mas podem ser estimados caso a caso para simular testes de campo. Por enquanto, essa incompatibilidade pode ser estimada no nível do cenário usando distribuições padrão para temperatura, categorização de módulo e irradiância. Atualmente, três parâmetros são fornecidos:

Variação de Irradiação

Um desvio padrão para a variação do nível do módulo nos níveis de luz em todo o campo (supõe uma distribuição normal de níveis de luz).

Propagação de Temperatura

A faixa total de temperaturas da célula em todo o campo, centrada em torno da temperatura da célula modelada (extraída de uma distribuição linear).

Tolerância mínima/máxima do módulo

Uma faixa linear na qual cada módulo varia linearmente (ajustando a corrente de curto-circuito). Observe que sempre que números aleatórios são usados, os mesmos dados aleatórios são usados em cada cenário para evitar variação aleatória das escolhas do projeto.

Conclusões

Para simular a saída para um campo de teste, calculamos a insolação disponível, temperatura da célula e outros efeitos ambientais por uma fatia específica de tempo e então “resolver” o campo; assegurando que cada equação que descreve uma potência de entrada e saída dos componentes elétricos é internamente consistente. Este cálculo é então realizado para cada hora dentro de um determinado ano, permitindo identificar a produção anual total. A combinação de um modelo granular baseado em componentes de um painel solar específico com um modelo ambiental nos permite simular a saída de campo sob uma gama robusta, porém flexível, de suposições ambientais para desenvolver uma compreensão dos impulsionadores da produção de campo.

ANEXO – E**Relatório de Simulação do PVsyst**

Version 7.2.5

PVsyst - Simulation report**Grid-Connected System**

Project: Ilha Solteira

Variant: New simulation variant

No 3D scene defined, no shadings

System power: 480.0 MWp

Ilha Solteira - Brazil


PVsyst V7.2.5

VC0, Simulation date:
02/01/23 19:47
with v7.2.5

Project: Ilha Solteira

Variant: New simulation variant

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Ilha Solteira	Latitude -20.43 °S	Albedo 0.20
Brazil	Longitude -51.34 °W	
	Altitude 272 m	
	Time zone UTC-3	
Meteo data		
Ilha Solteira		
Meteonorm 8.0 (2008-2015), Sat=100% (Modified by user) - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Near Shadings	User's needs
Fixed plane	No Shadings	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth 15 / 0 °		
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 800000 units	Nb. of units 362 units	
Pnom total 480.0 MWp	Pnom total 369.2 MWac	
	Pnom ratio 1.300	

Results summary

Produced Energy	857299 MWh/year	Specific production	1786 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.09 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6


PVsyst V7.2.5

VCO, Simulation date:
02/01/23 18:47
with v7.2.5

Project: Ilha Solteira

Variant: New simulation variant

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		
Orientation	Sheds configuration	Models used
Fixed plane	No 3D scene defined	Transposition Perez
Tilt/Azimuth 15 / 0 °		Diffuse Perez, Meteonorm
		Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Omnis Power USA	Manufacturer	Ingeteam
Model	OP600M60-P4	Model	Ingecon Sun 1110TL B400 IP54 H1000
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	1020 kWac
Number of PV modules	800000 units	Number of inverters	362 units
Nominal (STC)	480.0 MWp	Total power	369240 kWac
Modules	40000 Strings x 20 In series	Operating voltage	573-820 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>35°C)	1109 kWac
Pmpp	436.6 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.30
U mpp	620 V		
I mpp	704106 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	480000 kWp	Total power	369240 kWac
Total	800000 modules	Nb. of inverters	362 units
Module area	2264093 m ²	Pnom ratio	1.30

Array losses

Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss						
Module temperature according to irradiance	Global array res. 0.015 mΩ	Loss Fraction -0.8 %						
Uc (const) 20.0 W/m ² K	Loss Fraction 1.5 % at STC							
Uv (wind) 0.0 W/m ² K/m/s								
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.2.5

VCO, Simulation date:
02/01/23 19:47
with v7.2.5

Project: Ilha Solteira

Variant: New simulation variant

Main results

System Production

Produced Energy 857299 MWh/year

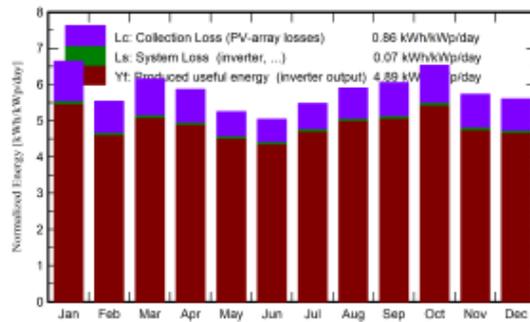
Specific production

1786 kWh/kWp/year

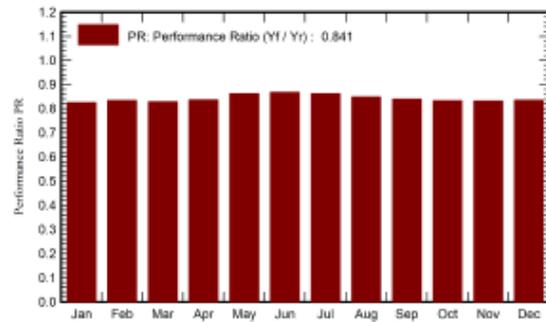
Performance Ratio PR

84.09 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	217.3	83.50	25.70	205.8	200.6	82731	81540	0.825
February	156.5	79.20	25.70	155.1	151.2	62952	62046	0.833
March	182.3	69.00	25.70	190.8	186.7	76951	75852	0.828
April	157.5	53.50	24.40	175.9	172.1	71598	70591	0.836
May	137.6	45.20	21.50	162.8	159.7	68313	67344	0.862
June	124.5	38.40	20.50	151.2	148.6	63818	62912	0.867
July	140.5	35.10	20.50	169.8	167.1	71277	70256	0.862
August	158.8	49.20	22.70	183.0	179.3	75596	74541	0.848
September	169.4	64.60	24.00	181.6	178.0	74184	73137	0.839
October	200.1	81.20	25.40	202.5	198.1	82063	80904	0.833
November	178.4	81.40	25.10	171.8	167.4	69583	68576	0.831
December	184.5	89.90	25.89	173.7	168.9	70621	69601	0.835
Year	2007.4	770.20	23.91	2124.0	2077.6	869686	857299	0.841

Legends

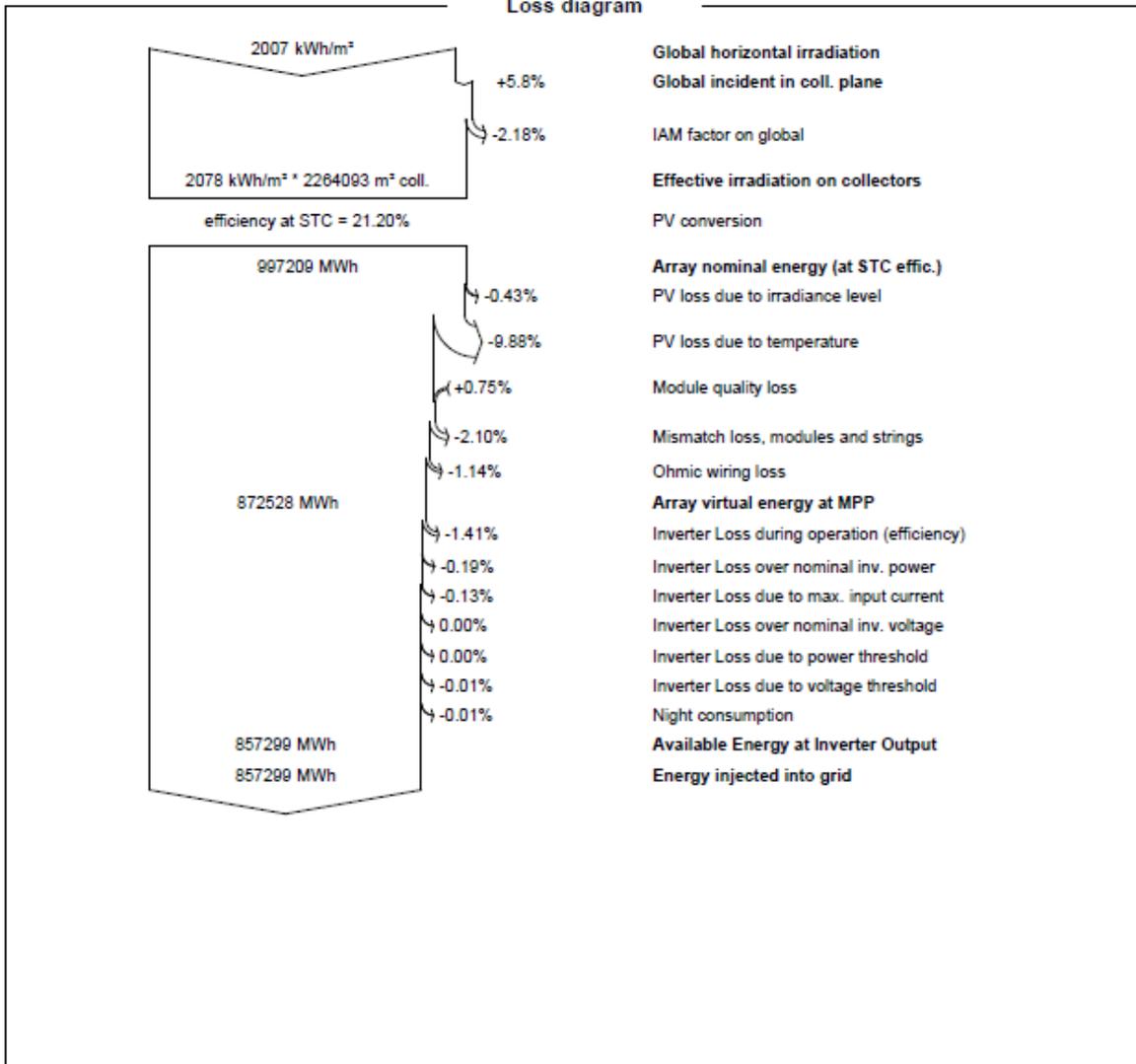
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



Project: Ilha Solteira
 Variant: New simulation variant

PVsyst V7.2.5
 VCO, Simulation date:
 02/01/23 19:47
 with v7.2.5

Loss diagram



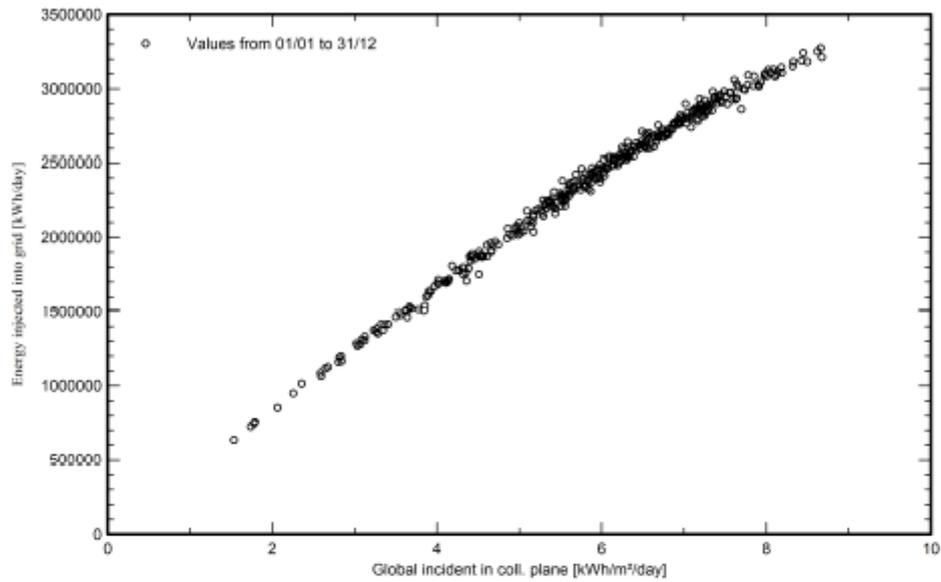


PVsyst V7.2.5
VCO, Simulation date:
02/01/23 19:47
with V7.2.5

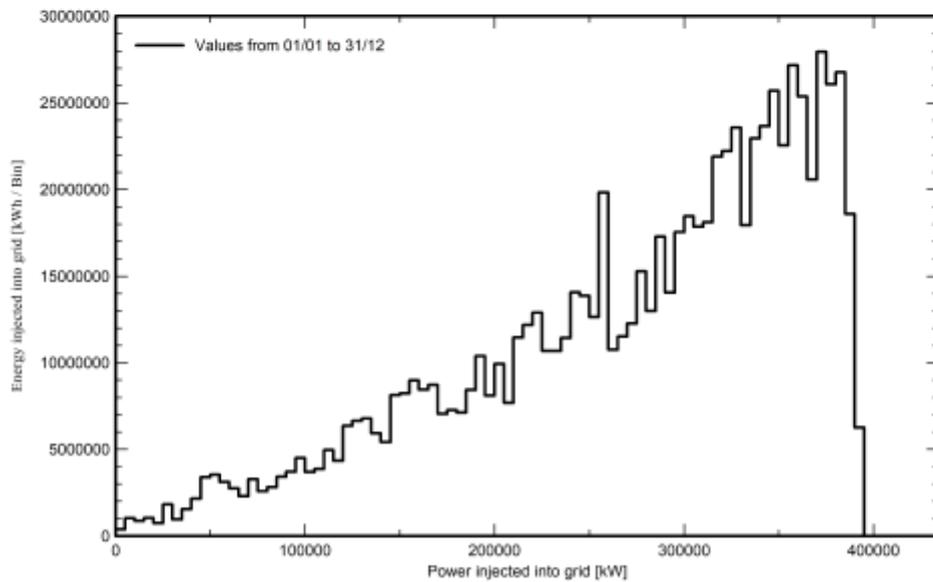
Project: Ilha Solteira
Variant: New simulation variant

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



CO₂ Emission Balance

Total: 1434935.8 tCO₂

Generated emissions

Total: 8670.89 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below:

Replaced Emissions

Total: 1663782.7 tCO₂

System production: 684684.24 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 81 gCO₂/kWh

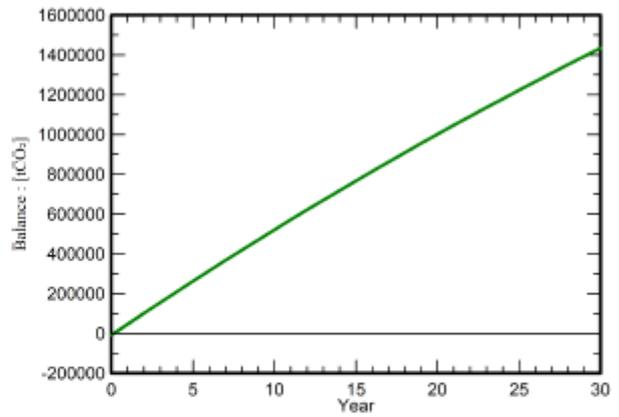
Source: IEA List

Country: Brazil

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	5000 kWp	8562744
Supports	0.54 kgCO ₂ /kg	199980 kg	108043
Inverters	53.5 kgCO ₂ /	2.00	107

INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES
Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Ensino
Av. Prof. Lineu Prestes, 2242 – Cidade Universitária CEP: 05508-000
Fone/Fax(0XX11) 3133-8908
SÃO PAULO – São Paulo – Brasil
<http://www.ipen.br>

O IPEN é uma Autarquia vinculada à Secretaria de Desenvolvimento, associada à Universidade de São Paulo e gerida técnica e administrativamente pela Comissão Nacional de Energia Nuclear, órgão do Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações.
