

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Leonardo Dalcin

**SISTEMA FOTOVOLTAICO FLUTUANTE INTEGRADO AO MANEJO
DE MACRÓFITAS AQUÁTICAS PARA PRODUÇÃO DE BIOGÁS EM
RESERVATÓRIOS DE USINAS HIDRELÉTRICAS**

Itajubá, 2021

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Leonardo Dalcin

**SISTEMA FOTOVOLTAICO FLUTUANTE INTEGRADO AO MANEJO
DE MACRÓFITAS AQUÁTICAS PARA PRODUÇÃO DE BIOGÁS EM
RESERVATÓRIOS DE USINAS HIDRELÉTRICAS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: **Prof. Dr. Tales Cleber Pimenta**
Coorientador: **Prof. Dr. Carlos Roberto Rocha**

Itajubá, 2021

DEDICATÓRIA

Dedico essa dissertação aos meus pais (in memoriam), minha esposa e meus amigos.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Nilson das Chagas Silva e Maria Angelica Dalcin Silva, pelo amor incondicional e por me ensinarem os valores éticos e morais que norteiam minha vida pessoal e profissional.

À minha esposa, Caroline da Silva Lourenço, companheira para todas as horas, que sempre me acompanha nos desafios e conquistas de minha vida acadêmica e profissional.

A toda minha família e amigos, que de maneira direta ou indireta, contribuíram ao desenvolvimento desta dissertação.

Ao meu orientador, o Prof. Dr. Tales Cleber Pimenta e ao meu coorientador, o Prof. Dr. Carlos Roberto Rocha, pelos ensinamentos, apoio, colaboração, disponibilidade, confiança e orientação ao longo do desenvolvimento desta dissertação.

Aos professores participantes da banca examinadora, pelo interesse, confiança e disponibilidade ao compor esta banca de mestrado.

Aos professores do programa de pós-graduação em engenharia elétrica da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), que de forma direta ou indireta tiveram participação significativa no desenvolvimento desta dissertação de mestrado.

Ao Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, CEFET-RJ, instituição de ensino superior, a qual me concedeu o título de engenheiro eletricitista, além de ensinamentos e amizades que levarei para o resto da minha vida.

A CAPES, CNPq e FAPEMIG pelo apoio a este trabalho.

EPÍGRAFE

“Se o dinheiro for a sua esperança de independência, você jamais a terá. A única segurança verdadeira consiste numa reserva de sabedoria, de experiência e de competência.”

Henry Ford

RESUMO

As macrófitas desempenham funções importantes no funcionamento dos ecossistemas em que ocorrem, tanto em reservatórios como em lagos e rios naturais, sendo responsáveis por manter o equilíbrio natural através de diversas funções, como oxigenação, filtragem e remoção de nutrientes da água, proteção contra ação erosiva da água nas margens, além de servir como fonte de alimento e refúgio para peixes, aves e outros organismos. Estas plantas estão tão intimamente relacionadas ao funcionamento dos ambientes aquáticos que a preocupação com sua preservação é fundamental para a manutenção da biodiversidade desses ambientes. Entretanto, em represas hidrelétricas, a presença excessiva de macrófitas no reservatório interfere no aproveitamento múltiplo da água e principalmente no processo de geração de energia elétrica.

A proposta técnica estabelecida nesta dissertação consiste em uma solução inovadora para as técnicas tradicionais de remoção e destinação das macrófitas presentes nos reservatórios de usinas hidrelétricas. Uma das inovações relevantes, além do método de retirada e transporte, consiste na utilização da biomassa destas plantas para geração de biogás, que por sua vez será convertido em energia elétrica, promovendo com isso uma destinação mais eficiente para estas plantas aquáticas, uma vez que atualmente são tratadas como lixo pela maioria das empresas que operam usinas hidrelétricas.

A presente proposta também engloba um sistema fotovoltaico flutuante, que será responsável pela alimentação do sistema de manejo das macrófitas durante a maior parte do tempo e que trabalhará em paralelo com a geração a biogás, criando assim um sistema híbrido de geração de energia renovável. Como será demonstrado, este sistema híbrido será superavitário, ou seja, será projetado para gerar mais energia elétrica do que a demanda do sistema de manejo, gerando com isso a necessidade de armazenamento ou destinação para a geração excedente. Após a análise das opções disponíveis, chegou-se à conclusão que a conexão deste sistema híbrido ao autotransformador da subestação da usina hidrelétrica seria melhor opção para o problema. Esta solução, entretanto, traz uma série de cuidados e especificidades para a sua implementação, que serão demonstrados ao longo deste trabalho.

Os resultados apresentados nesta dissertação são conclusivos, com base nos parâmetros de projetos apresentados, sobre os ganhos alcançados com a implantação do sistema de manejo de macrófitas e da geração híbrida propostos neste trabalho.

Palavras chaves: Energia renovável; Biogás; Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes; Macrófitas

ABSTRACT

Macrophytes play an important role in the ecosystems in which they occur, such as reservoirs and natural lakes and river. They are responsible for maintaining the natural balance, such as oxygenation, filtration, and removal of nutrients from the water, protection against erosive action of water on the banks, and acting as a food source and refuge for fish, birds and other organisms. Those plants are so relevant to the aquatic environments that their preservation is fundamental for the maintenance of biodiversity in these environments. However, in hydroelectric dams, the excessive presence of macrophytes in the reservoirs interferes to the multiple use of water and especially in the process of generating electricity.

The proposal presented in this work consists of an innovative solution to the traditional techniques of removal and disposal of macrophytes present in hydroelectric reservoirs. One of the relevant innovations, in addition to the removal and transport method, is the use the biomass to generate biogas, which in turn will be converted into electricity, then promoting a more efficient destination for the aquatic plants, since they are currently treated as waste by most companies that operate hydroelectric plants.

The proposal also includes a floating photovoltaic system, which will supply electricity to the macrophytes management system, and provide additional electricity to the energy generated from biogas, thus creating a hybrid system of renewable electricity generation. The hybrid system will have a surplus, meaning that it will be designed to generate more electricity than the system demand, which raises the need for storage or allocation of excess generation. After analyzing the available options, it was concluded that the connection of this hybrid system to the autotransformer of the hydroelectric plant's substation would be the best solution for the problem. This solution, however, requires a series of cautions and specificities for its implementation, which will be demonstrated throughout this work.

The results of this work are conclusive. They are based on the results achieved from the project of implementation of macrophyte management system and the hybrid generation proposed.

Keywords: Renewable Energy; Biogás; Floating Phovoltaic System; Macrophyte.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO	3
1.2	OBJETIVOS	4
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	5
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
2.1	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	6
2.2	ENERGIA SOLAR	12
2.2.1	<i>Radiação Solar</i>	12
2.2.2	<i>Fatores astronômicos</i>	16
2.2.3	<i>Irradiância e Irradiação Solar</i>	20
2.2.4	<i>Potencial Solar Brasileiro</i>	22
2.3	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	27
2.3.1	<i>Células fotovoltaicas</i>	27
2.3.2	<i>Principais tipos de células fotovoltaicas</i>	30
2.3.3	<i>Módulos fotovoltaicos</i>	32
2.3.4	<i>Diodos de bypass e de bloqueio</i>	38
2.3.5	<i>Inversores de frequência</i>	41
2.3.6	<i>Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI)</i>	46
2.3.7	<i>Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCR)</i>	49
2.4	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES	53
2.4.1	<i>Comparação com Sistemas Baseados em Terra</i>	56
2.4.2	<i>Componentes de Sistemas Flutuantes</i>	58
2.4.3	<i>Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidrelétricas</i>	61
3.	VISÃO GERAL DA PROPOSTA	63
3.1	GERAÇÃO A BIOGÁS	63
3.2	PROCESSO HÍBRIDO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	65
3.3	LAYOUT ELÉTRICO	67
3.4	SELEÇÃO DA HIDRELÉTRICA	69
3.5	SOFTWARE <i>PVSYST</i>	69
4.	SISTEMA DE MANEJO DAS MACRÓFITAS	70
4.1.1	<i>Esteira elevatória</i>	70

4.1.2	<i>Triturador</i>	71
4.1.3	<i>Tanque de estocagem</i>	72
4.1.4	<i>Bomba de transporte</i>	73
5.	SISTEMA FOTOVOLTAICO FLUTUANTE	76
5.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	76
5.2	INVERSOR INTERATIVO (GRID-TIE).....	77
5.3	STRING BOX.....	80
5.4	FLUTUADORES.....	81
5.5	SIMULAÇÃO DO PROJETO NO <i>PVSYST</i>	83
5.5.1	<i>Escolha do local para a instalação do sistema no reservatório</i>	83
5.5.2	<i>Dados Climatológicos</i>	84
5.5.3	<i>Albedo</i>	86
5.5.4	<i>Ângulo de inclinação e de orientação azimutal</i>	87
5.5.5	<i>Potência desejada</i>	90
5.5.6	<i>Distância entre os módulos e sombreamento mútuo</i>	91
5.5.7	<i>Perdas térmicas</i>	101
5.5.8	<i>Perdas devidas à indisponibilidade</i>	102
5.5.9	<i>Demais perdas</i>	103
5.5.10	<i>Arranjo fotovoltaico</i>	103
5.6	ESTIMATIVAS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA.....	106
5.7	CONJUNTO DE FLUTUADORES.....	107
5.8	ANCORAGEM E AMARRAÇÃO.....	109
6.	CONEXÃO DO SISTEMA HÍBRIDO COM A SUBESTAÇÃO	113
6.1	ISOLAÇÃO DOS CONDUTORES DA CONEXÃO.....	115
6.2	CUBÍCULOS DE 15 kV.....	116
6.3	ESTUDO DE FERRO-RESSONÂNCIA.....	117
6.4	TRANSFORMADOR E RESISTOR DE ATERRAMENTO.....	117
6.5	ESTUDO DO COMPORTAMENTO ELÉTRICO DO SISTEMA.....	118
7.	CONCLUSÃO	119
7.1	CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES.....	119
7.2	RECOMENDAÇÕES AOS ESTUDOS FUTUROS.....	121
	REFERÊNCIAS	122
	ANEXO A – GRÁFICO DOS ÍNDICES DE CONVERSÃO DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	128
	ANEXO B - GRÁFICO DOS ÍNDICES DE CONVERSÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	129

ANEXO C - RELATÓRIO DA SIMULAÇÃO DO PVSYSST	139
ANEXO D - DATASHEET MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	139
ANEXO E – DATASHEET INVERSOR.....	142

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024	6
Figura 2.2 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte 2019.....	7
Figura 2.3 - Evolução da geração eólica	8
Figura 2.4 - Participação de cada fonte na geração distribuída em 2019	10
Figura 2.5 - Expansão transmissão e capacidade de transformação 2020.....	11
Figura 2.6 - Estrutura do Sol	12
Figura 2.7 - Distribuição de radiação solar incidente na atmosfera terrestre	14
Figura 2.8 - Esquema representativo da radiação direta e difusa	14
Figura 2.9 - Esquema representativo da energia absorvida e refletida.....	15
Figura 2.10 - Componentes da radiação solar	16
Figura 2.11 - Movimento da Terra em torno do Sol	17
Figura 2.12 – Declinações positivas e negativas.....	18
Figura 2.13 - Órbita da Terra em torno do Sol.....	18
Figura 2.14 - Ângulos notáveis em solarimetria	19
Figura 2.15 - Irradiação global horizontal na superfície terrestre.	21
Figura 2.16 - Irradiação global média 1999-2018.....	22
Figura 2.17 - Radiação solar global horizontal média anual no Brasil	24
Figura 2.18 - Capacidade Instalada no SIN no final de maio de 2019.....	25
Figura 2.19 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício.....	29
Figura 2.20 - Gráfico dos índices de conversão das células fotovoltaicas	31
Figura 2.21 - Célula fotovoltaica e módulo fotovoltaico.	33
Figura 2.22 - Curvas características da célula fotovoltaica: (a) curva IxV, (b) curva PxV e (c) parâmetro.....	34
Figura 2.23 - Efeito causado pela variação de intensidade luminosa nas características IxV de um módulo fotovoltaico	35
Figura 2.24 - Efeito causado pela variação da temperatura no módulo fotovoltaico.	35
Figura 2.25 - Curva IxV com os parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico destacados.....	36
Figura 2.26 - Gráfico dos índices de conversão dos módulos fotovoltaicos	37

Figura 2.27 - Hotspot causado pelo sombreamento de uma célula solar.	39
Figura 2.28 - Módulo de 72 células, com 24 células conectadas em paralelo com cada diodo de bypass.	39
Figura 2.29 - Corrente fluindo por um módulo com um diodo de bypass acionado.	40
Figura 2.30 - Diagrama com 4 <i>strings</i> conectadas em paralelo usando diodos de bloqueio.	41
Figura 2.31 - Tensão mínima no ponto de máxima potência em função da tensão de.	43
Figura 2.32 - Usina com inversor único.	44
Figura 2.33 - Usina com um inversor para cada <i>string</i>	45
Figura 2.34 - Sistema isolado sem armazenamento para alimentação de cargas CA.	47
Figura 2.35 - Sistema isolado com armazenamento para alimentação de cargas CA.	48
Figura 2.36 - Exemplo de sistema híbrido.	49
Figura 2.37 - SFCR centralizado.	50
Figura 2.38 - Diagrama esquemático de um SFCR descentralizado.	51
Figura 2.39 - Exemplo de um SFCR descentralizado.	52
Figura 2.40 - Esquema geral de um sistema fotovoltaico flutuante.	53
Figura 2.41 - Distribuição das usinas fotovoltaicas flutuantes de acordo com o porte, em dezembro de 2018.	55
Figura 2.42 - Estrutura adaptada para apoio e fixação de módulos fotovoltaicos.	59
Figura 2.43 - Modelos dos flutuadores: a) Isifloating® e b) Hydrelío®.	60
Figura 3.1- Planta esquemática do processo de geração de energia elétrica através do biogás das macrófitas.	64
Figura 3.2 - Esquemático do sistema de manejo de macrófitas.	65
Figura 3.3 - Usinas Híbridas - Nota técnica EPE-DEE-NT-011/2018-r0.	66
Figura 3.4 - Planta esquemática da integração entre os sistemas de geração.	67
Figura 3.5 - Layout do projeto.	68
Figura 4.1 - Bomba Parafuso de Arquimedes.	70
Figura 4.2 - Esteira transportadora Dalla modelo ETD12 do fabricante DEMAKINE.	71
Figura 4.3 - Imagem Ilustrativa TRO 3000 OFFSHORE do fabricante Laboremus.	72
Figura 4.4 - Bomba FLYGT N 3102.	73
Figura 4.5 - Corte da bomba FLYGT N.	74

Figura 4.6- Curva de desempenho modelo FLYGT N 3102 SH.....	74
Figura 4.7 - Instalação seca vertical da bomba (T)	75
Figura 5.1 - Imagem Ilustrativa TALLMAX plus TSM-390	76
Figura 5.2 - Imagem Ilustrativa do Inversor SMA SHP75-10	78
Figura 5.3 - Curva P-V de um gerador fotovoltaico.....	78
Figura 5.4 - String box PROAUTO SB-14E-1S	80
Figura 5.5 - Flutuador Principal Hydrelío®	81
Figura 5.6 - Suporte para módulo fotovoltaico Flutuador Principal Hydrelío®	82
Figura 5.7 - Flutuadores Secundários Longo e Curto Hydrelío® aiR.....	82
Figura 5.8 - Plataforma flutuante Hydrelío®	83
Figura 5.9 - Coordenadas do sistema fotovoltaico flutuante.....	84
Figura 5.10 - Resultado da ferramenta de otimização PVsyst na análise da inclinação.....	88
Figura 5.11 - Escolha dos ângulos de inclinação e de orientação azimutal.	89
Figura 5.12 - Janela de escolha da potência e equipamentos do projeto.....	90
Figura 5.13 - Exemplo da utilização da ferramenta <i>Near Shadings</i>	92
Figura 5.14 - Sequência de telas para determinar a distância entre os módulos	93
Figura 5.15 - Distância entre os módulos fotovoltaicos utilizada na simulação do projeto	95
Figura 5.16 - Acesso a ferramenta <i>Shed tilt optimization</i>	96
Figura 5.17 - Tela com resultado da otimização da ferramenta <i>Shed Tilt optimization</i>	96
Figura 5.18 - Representação do ângulo da altura solar (α_s).....	97
Figura 5.19 - Parâmetros <i>Shading limit angle</i> e <i>Pitch</i> do PVsyst.....	98
Figura 5.20 - Parâmetros <i>Pitch</i> fixo ou <i>Shading limit angle</i> fixo.....	98
Figura 5.21 - Resultado das simulações de perdas por sombreamento mútuo	99
Figura 5.22 - Acesso a carta de trajetória solar	100
Figura 5.23 - Carta da trajetória solar com as linhas de sombreamento mútuo	101
Figura 5.24 - Especificações das perdas térmicas	102
Figura 5.25 - Especificações das perdas por indisponibilidade.....	103
Figura 5.26 - Ligação das <i>Strings</i> na <i>String Box</i>	104

Figura 5.27 - Diagrama Unifilar Simplificado das conexões do sistema fotovoltaico flutuante.....	105
Figura 5.28 - Flutuadores e módulo fotovoltaico desenhados no software Autocad	107
Figura 5.29 - Conjunto de flutuadores conectados.....	108
Figura 5.30 - Dimensões do conjunto de flutuadores.....	108
Figura 5.31 - Exemplos de ancoragem.....	110
Figura 5.32 - Desenho e foto da Barra de Propagação Hydrelío®.....	110
Figura 5.33 - Sapatilha e Grampo	111
Figura 6.1 - Diagrama unifilar simplificado da interconexão	114

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Participação de cada fonte na geração termelétrica	9
Tabela 2.2 - Evolução geração distribuída	10
Tabela 2.3 - Principais características do Sol.....	13
Tabela 2.4 - Valores típicos de albedo para diferentes tipos de superfícies.....	15
Tabela 2.5 - Eficiências das células fotovoltaicas de filmes finos	31
Tabela 4.1 - Informações técnicas da Esteira transportadora	70
Tabela 4.2 - Informações técnicas do triturador.....	72
Tabela 5.1 - Características Elétricas do Módulo Fotovoltaico	77
Tabela 5.2 - Dados climatológicos fornecidos pelo PVsyst para as coordenadas do local (NASA SSE)	85
Tabela 5.3 - Valores típicos de albedo para diferentes tipos de superfícies.....	86
Tabela 5.4 - Dados iniciais da simulação do sistema no PVsyst.....	91
Tabela 5.5 - Grandezas elétricas das Strings	105
Tabela 5.6 - Dados do arranjo fotovoltaico	106
Tabela 5.7 - Tabela resumo com os resultados do PVsyst	106
Tabela 5.8 - Número total de flutuadores por tipo	109
Tabela 6.1 - Valores mínimos para (U_o) em função da categoria e da tensão máxima de operação do sistema.....	116

1. INTRODUÇÃO

Para o International Biological Program (IBP), importante programa colaborativo iniciado em 1964 para estudar a biosfera, o termo macrófitas aquáticas é a denominação mais adequada para caracterizar os vegetais que habitam desde brejos até ambientes verdadeiramente aquáticos, independentemente de aspectos taxonômicos (ESTEVES, 1998).

As macrófitas desempenham importantes funções na manutenção do equilíbrio natural, tanto nos reservatórios como em lagos e rios naturais, sendo responsáveis por diversas funções, como oxigenação, filtragem e remoção de nutrientes da água, proteção contra ação erosiva da água nas margens e servem de fonte de alimento e refúgio para peixes, aves e outros organismos (ANA, 2018).

Entretanto, apesar da importância das macrófitas aquáticas na dinâmica dos ecossistemas (ESTEVES, 1998), grandes quantidades de macrófitas aquáticas nos leitos de rios e reservatórios prejudicam a atividade econômica, comprometendo a eficiência de diversas hidrelétricas e hidrovias, devido a elevada infestação de plantas submersas, flutuantes, marginais ou emergentes (APOENA, 2011).

Em represas hidrelétricas, a presença de macrófitas no reservatório interfere no aproveitamento múltiplo da água, principalmente no processo de geração de energia elétrica. O acúmulo destas plantas nas grades de proteção da tomada d'água das unidades geradoras acarreta na diminuição da captação de água, podendo ocasionar em uma oscilação na produção de energia elétrica. Além disso, este acúmulo aumenta a pressão que a água produz sobre estas grades, causando frequentemente tanto a deformação quanto, em casos mais graves, o rompimento das mesmas. Neste último caso, torna-se inevitável a interrupção do funcionamento da unidade geradora para a substituição da grade danificada (THOMAZ e BINI, 2003).

Segundo (THOMAZ e BINI, 2003), entre 1990 e 1999, foram substituídas 1016 unidades de grades que estavam rompidas ou deformadas na Usina Eng. Souza Dias. Para a substituição de apenas uma grade, o tempo de indisponibilidade de cada unidade geradora, com cerca de 110 MW, pode chegar a aproximadamente 40 horas.

Visando evitar a necessidade de parada total das unidades geradoras, quando se detecta oscilações de potência na unidade geradora, a produção é reduzida a 60% ou mais, momento no qual são acionados equipamentos de limpeza para remover a vegetação presa nas grades (THOMAZ e BINI, 2003). Ainda que este procedimento minimize os prejuízos, a redução da produção gera impactos significativos na produção de energia.

Outro problema que merece destaque são alterações na composição química da água dos reservatórios, decorrente da decomposição das macrófitas não recolhidas, que tendem a se acumular no fundo dos mesmos. Estas alterações podem causar sérios danos aos sistemas por onde a água passa durante o processo de geração de energia elétrica. Fearnside (1989), citado por Barbosa (2004), apresentou o caso da Usina Hidrelétrica de Balbina que com apenas 5 anos de operação precisou substituir uma turbina, corroída pelas águas ácidas e pelo sulfeto de hidrogênio, resultado do apodrecimento da vegetação submersa.

Para mitigar estes problemas existem diversos procedimentos de controle, definidos como métodos físicos, químicos e biológicos. O método físico, mais especificamente a remoção mecânica, é indicada para a remoção de macrófitas em grandes áreas cobertas, como no caso dos reservatórios. Este método deve ser o primeiro procedimento de manejo a ser considerado, principalmente devido ao menor impacto ao meio e ao uso potencial da biomassa coletada (POMPÊO, 2017).

Segundo Pompêo (2017), em um primeiro momento as plantas colhidas podem ser depositadas na margem do reservatório, mas alerta que este deve ser um procedimento provisório. A biomassa removida necessita de cuidados, pois seu descarte pode trazer eventuais transtornos futuros. Por isso o autor destaca que, posteriormente, deverá ser decidido o melhor destino para esse material: se o simples descarte em definitivo ou o seu aproveitamento para múltiplos usos.

De acordo com Light (2014), o volume médio de macrófitas aquáticas removidas das grades das tomadas de água e das barreiras flutuantes das usinas, nos anos de 2011 a 2013, foi de 51.000 m³/ano. Os gastos para remoção destes foram ordem de R\$ 1.650,00 mil/ano para remoção, R\$ 317,00 mil/ano para transporte, R\$ 400 mil/ano gastos na locação de trator aquático, de R\$ 600 mil (2012) e R\$ 900 mil (2013) na aquisição de equipamentos diversos e de R\$ 50 mil (2012) no plano de manejo.

Além dos altos custos envolvidos no descarte das macrófitas, Pompêo (2008) alerta que descartar a biomassa removida, em aterro sanitário por exemplo, pode ser entendido como um desperdício de recursos, pois perdem-se a energia e os nutrientes acumulados nessa massa vegetal. O autor argumenta ainda que o descarte deve ser evitado e que devem ser encontradas formas de aproveitamento do potencial desta biomassa.

Este trabalho propõe uma solução sustentável para a retirada dessas macrófitas dos reservatórios hidrelétricos, utilizando sua biomassa para a geração de energia elétrica. Esta solução engloba um sistema fotovoltaico flutuante, criando assim um sistema híbrido de

geração de energia renovável. A solução proposta tem potencial para gerar receita para as empresas que operam as usinas hidrelétricas, ao invés dos custos associados à sua retirada.

1.1 Motivação

Apesar de haver inúmeras experiências e propostas no Brasil para o uso da massa vegetal das macrófitas aquáticas removidas dos reservatórios (POMPÊO, 2017), Müller (1995) argumenta que há pouca divulgação no país sobre projetos que viabilizem a utilização desta biomassa vegetal, ainda que inúmeros benefícios possam ser alcançados.

Entre os diferentes aproveitamentos do potencial da biomassa das macrófitas aquáticas, destaca-se a produção de gases em biodigestor (POMPÊO, 2008). Müller (1995) demonstra o potencial de uso destas plantas comentando que a remoção de 14 mil t/dia, com base no peso fresco, dos reservatórios de Americana, Bariri, Billings e Barra Bonita, permitiria produzir metano em quantidade suficiente para abastecer 10 mil veículos, com autonomia de 300 km/dia cada um.

O biodigestor é constituído por uma câmara fechada em que a biomassa é fermentada por microrganismos anaeróbios, produzindo biogás e biofertilizante (SOUSA *et al.*, 2017). O biogás produzido tem inúmeras utilizações, dentre elas a produção de energia elétrica. O manejo integrado com a geração de energia faz com que se obtenha uma destinação com maior valor agregado da biomassa das macrófitas.

Visando resolver os problemas oriundos da proliferação das macrófitas em seus reservatórios e buscando ainda o aproveitando do potencial energético da biomassa destas plantas, Furnas Centrais Elétricas S/A, em 2017, tornou pública uma relação de Demandas de Pesquisa e Desenvolvimento, através do EDITAL 2017.02, dentre elas a demanda 4.2.5, denominada “Usina Híbrida: Hidroelétrica + Biogás (a partir de material orgânico em decomposição) - Aproveitamento dos Elementos orgânicos dos Reservatórios para a produção do Biogás”.

A motivação desta dissertação foi fundamentada essencialmente nesta demanda de Pesquisa e Desenvolvimento apresentada por Furnas. Tendo em vista que esta demanda possui em sua essência o caráter de sustentabilidade, um sistema fotovoltaico fará parte da proposta técnica apresentada nesta dissertação, como citado anteriormente. Este sistema de geração fotovoltaica será utilizado para alimentar os equipamentos destinados a remoção e transporte das macrófitas, operando em conjunto com o sistema de conversão de biogás em energia elétrica, formando assim um sistema de geração híbrida biogás/solar.

Como uma das premissas deste projeto é que o sistema fotovoltaico seja instalado em uma usina hidrelétrica, esta planta de geração poderia ser projetada basicamente de duas formas: módulos fotovoltaicos instalados no solo ou em flutuadores instalados no reservatório da usina. Esta última, internacionalmente conhecida como painéis fotovoltaicos flutuantes, foi a escolhida e seu dimensionamento será demonstrado em detalhes ao longo desta dissertação.

A decisão de utilizar os painéis fotovoltaicos flutuantes se justifica pelo fato de aproveitar espaços normalmente não utilizados nas usinas e ainda diminuir a evaporação no reservatório, devido a cobertura do espelho d'água. Como vantagem adicional da instalação deste sistema em uma usina hidrelétrica, pode-se citar o aproveitamento de vários sistemas já presentes no complexo hidrelétrico, como os sistemas de transformação e transmissão, por exemplo, que podem ser utilizados para o escoamento do excedente da energia elétrica gerada pelo sistema híbrido (SACRAMENTO *et al.*, 2015).

Além dos motivos apresentados, a adição de outras fontes de geração de energia em usinas hidrelétricas auxilia a geração hidráulica em períodos de menor fluxo de água e permite a manutenção do reservatório para melhor atendimento do pico de demanda (EPE, 2018b).

1.2 Objetivos

O objetivo primordial desta dissertação consiste na definição de uma metodologia para manejo das macrófitas, através de um sistema de bombeamento, fundamentado na integração da tecnologia de usinas fotovoltaicas flutuantes e alguns equipamentos já disponíveis no mercado, estabelecendo um sistema tecnicamente viável e que possa tanto aproveitar a área alagada do reservatório para a produção de energia quanto reduzir os custos destinados ao manejo destas plantas.

Espera-se ainda que este trabalho possa contribuir para o desenvolvimento de novos sistemas híbridos de geração de energia elétrica, reduzindo a dependência da geração térmica para complementação da geração hidrelétrica.

Uma vez que este projeto foi idealizado para ser implementado em usinas hidrelétricas, o mesmo terá como um dos seus objetivos apresentar a utilização da infraestrutura disponível nestas usinas para entregar a energia gerada por estes sistemas aos consumidores atendidos pelo Sistema Interligado Nacional e os riscos associados a utilização desta opção.

1.3 Organização do trabalho

A dissertação foi estruturada fundamentalmente sob seis capítulos compreendidos pela INTRODUÇÃO, REVISÃO BIBLIOGRÁFICA, Visão geral da proposta, Sistema de manejo das macrófitas, Sistema fotovoltaico flutuante, Conexão do sistema híbrido com a Subestação e CONCLUSÃO. Os conteúdos apresentados nos capítulos serão discriminados neste tópico.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre os principais conceitos necessários para o desenvolvimento deste trabalho. Este capítulo é estruturado sob tópicos compreendidos pelas temáticas envolvendo o sistema interligado nacional, a energia solar e a geração fotovoltaica. Uma apresentação sobre os sistemas fotovoltaicos flutuantes também faz parte deste capítulo.

O Capítulo 3 apresenta a visão geral da proposta técnica apresentada neste trabalho. Além desta descrição, os tópicos incluídos neste capítulo apresentam informações sobre o sistema de geração de energia elétrica a partir do biogás, sobre o sistema híbrido de produção de energia elétrica e o layout elétrico do projeto. A explicação sobre a motivação por trás da seleção da hidrelétrica que servirá de referência para aquisição dos dados também é apresentada neste capítulo, assim como a apresentação do software que foi utilizado nas simulações do sistema fotovoltaico.

O Capítulo 4 apresenta essencialmente os detalhes sobre o sistema de remoção e transporte das macrófita, apresentando, além da visão macro, as características específicas de cada equipamento.

O Capítulo 5 descreve os detalhes do projeto do sistema fotovoltaico flutuante, incluindo tanto os equipamentos, como módulos fotovoltaicos, inversores, flutuadores, entre outros, quanto os parâmetros utilizados para a simulação do projeto no PVsyst e seus respectivos resultados.

O Capítulo 6 aborda pontos de extrema importância para a viabilidade técnica da proposta e que devem ser levados em consideração no momento em que se decide interconectar qualquer sistema de geração com uma usina hidrelétrica em operação.

Finalmente o Capítulo 7 apresenta as conclusões estabelecidas pela análise das informações e resultados apresentados nos capítulos anteriores, as contribuições estabelecidas pelo desenvolvimento do sistema híbrido e as recomendações aos estudos futuros fundamentados nesta dissertação

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Sistema Interligado Nacional

A produção de energia elétrica do Brasil é composta por um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. Como pode ser visto na Figura 2.1, a interconexão destes sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre os subsistemas, permitindo explorar a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. Esta integração garante a segurança e economicidade no atendimento ao mercado (ONS, 2021a).

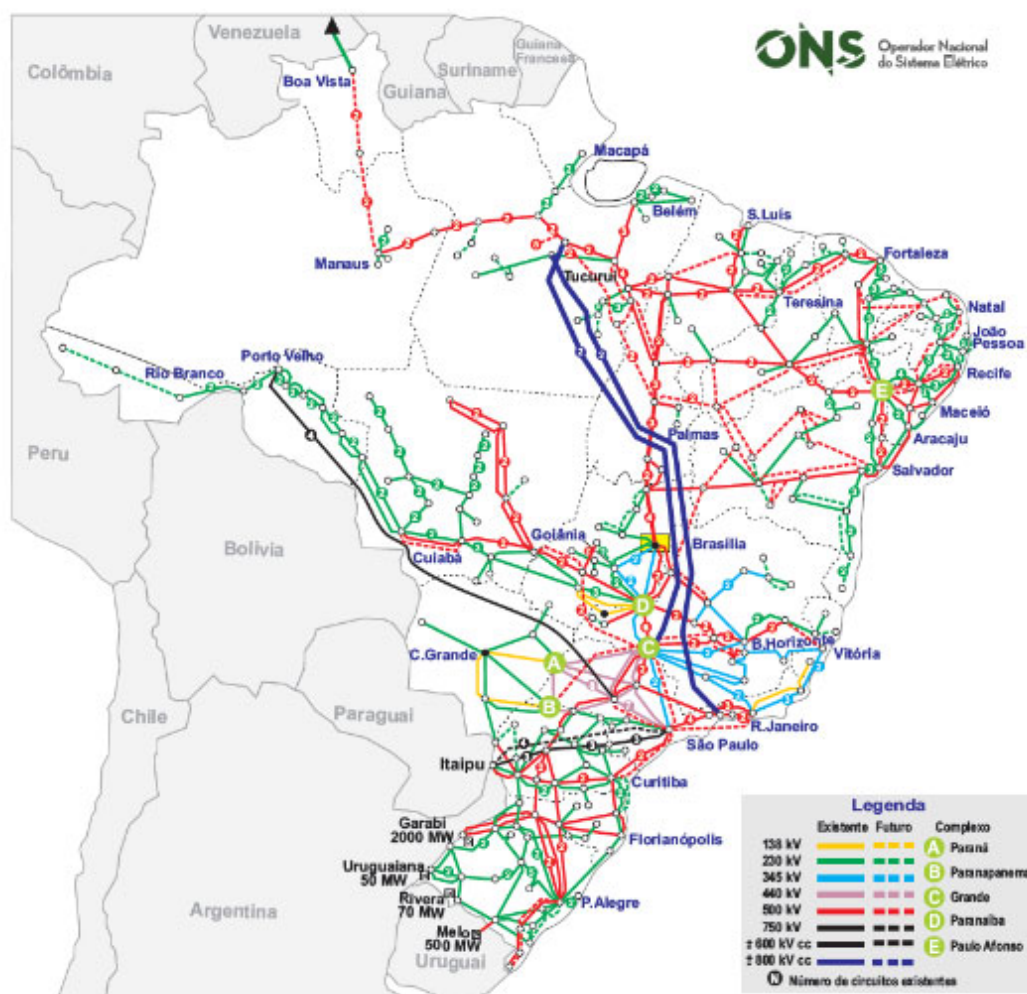


Figura 2.1 - Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024
Fonte: (ONS, 2021b)

O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a fonte hídrica, composta por usinas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país, respondendo por 64,9% da oferta interna. (ONS, 2021a; EPE, 2020a). A Figura 2.2 apresenta a estrutura da oferta interna de energia elétrica por fonte em 2019.

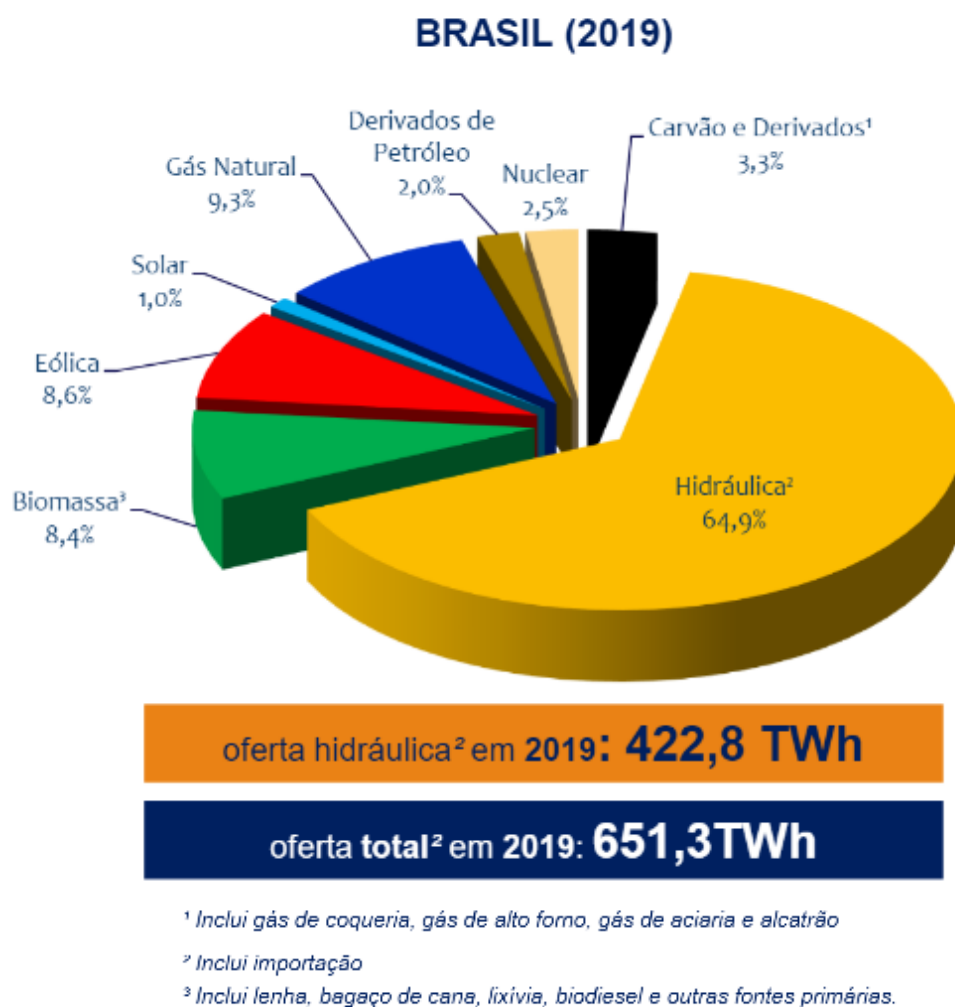


Figura 2.2 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte 2019
 Fonte: Adaptado de (EPE, 2020b)

Pode-se definir energia renovável como aquela que vem de recursos naturais que são naturalmente repostos pela natureza, como sol, vento, chuva, marés, etc. Já as fontes de energias não renováveis dependem da quantidade disponível no planeta, sendo assim recursos naturais limitados, como o carvão (PRS e LEWE, 2013).

A geração eólica vem apresentando um forte crescimento nos últimos anos, como pode ser visto na Figura 2.3, com as instalações de novas usinas principalmente nas regiões

Nordeste e Sul, aumentando a importância e participação desse tipo de geração na matriz elétrica brasileira (ONS, 2021a).

Evolução da geração eólica (GWh)

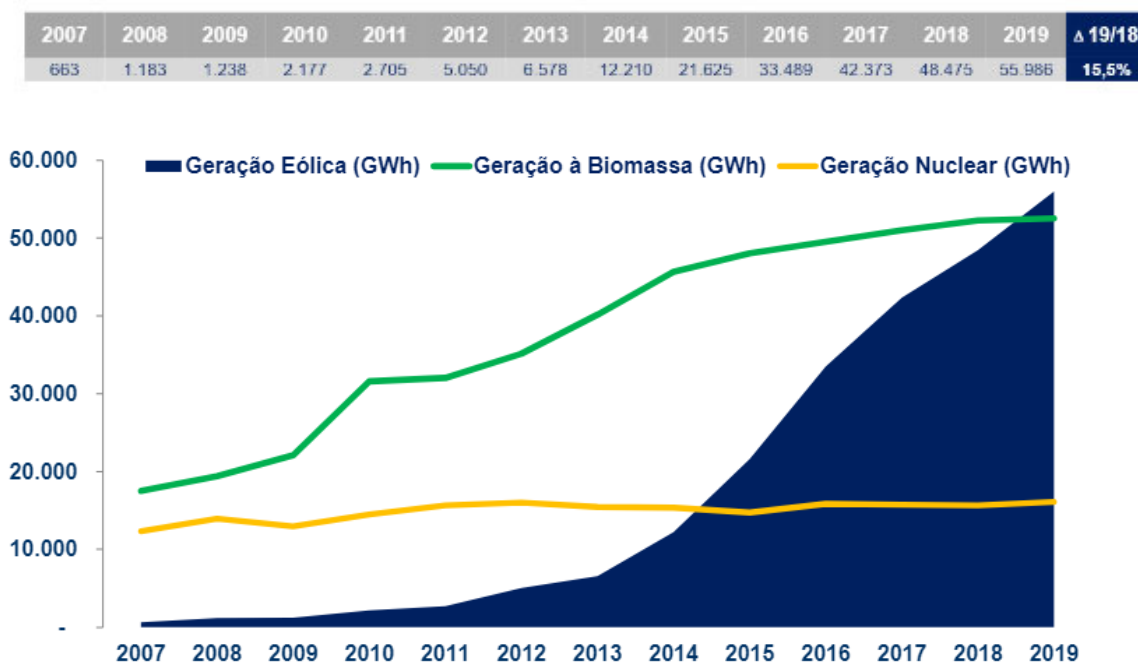


Figura 2.3 - Evolução da geração eólica
Fonte: Adaptado de (EPE, 2020b)

Entretanto, apesar de serem capazes de fornecer energia para a demanda de pico como também contribuir para a economia de recursos estocáveis utilizados para geração elétrica de demais fontes, tanto a geração eólica como as demais fontes não despacháveis não podem ser acionadas a qualquer tempo para atender o consumo ou a sua variação. Estas fontes são consideradas como fontes complementares da matriz elétrica (PRS e LEWE, 2013; AHLERT, 2017).

Segundo Gianelloni e Câmara (2016), uma fonte de geração é considerada quão mais despachável quanto maior for a velocidade de ajuste do seu patamar de geração. Os autores destacam ainda que é importante distinguir o conceito de controlabilidade, ou seja, a capacidade de uma usina ser ligada ou desligada de acordo com a necessidade do sistema, não encontrando restrições associadas a disponibilidade do insumo energético necessário para a geração de energia.

Sendo assim, fontes consideradas como complementares e não despacháveis, como parques eólicos e solares, necessitam que existam fontes de backup, ou energia de reserva,

para atender a demanda nos momentos de ausência de ventos ou de radiação solar. (PRS e LEWE, 2013)

Como exemplo de fontes despacháveis podemos citar as fontes hidráulicas, térmicas e nucleares. Estas usinas, além de despacháveis, são mundialmente convencionadas como fontes de base em uma matriz, pois possuem a capacidade de estocar os recursos necessários para a geração de energia elétrica (PRS e LEWE, 2013).

Entre as usinas citadas, as térmicas desempenham papel estratégico relevante pois podem ser despachadas de acordo com as condições hidrológicas, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, contribuindo assim para a segurança do Sistema Interligado Nacional (ONS, 2021a). A Tabela 2.1 mostra a participação de cada fonte na geração termelétrica.

Tabela 2.1 - Participação de cada fonte na geração termelétrica

	2010	2019
Gás Natural	33,1%	36,5%
Biomassa ²	29,0%	33,1%
Carvão e Derivados	10,3%	12,9%
Nuclear	13,2%	9,7%
Derivados de Petróleo	14,6%	7,8%

Notas:

¹ Não inclui importação (hidráulica) no total de geração de energia elétrica

² Inclui bagaço de cana-de-açúcar, lixo, lenha, e outras fontes primárias

Fonte: Adaptado de (EPE, 2020b)

A geração distribuída vem ganhando destaque no cenário nacional. A partir da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que está em vigor desde 17 de abril de 2012, cada consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica, podendo inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Essa geração pode ser realizada tanto a partir de fontes renováveis quanto de cogeração qualificada. O termo geração distribuída engloba a micro e a minigeração distribuídas de energia elétrica, modalidades que aliam economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade (ANEEL, 2015).

Visando melhorar as informações na fatura, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015 revisando a Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2015) e que em seu Art. 2 traz as definições de mini e microgeração.

Segundo Aneel (2015) a minigeração distribuída consiste em uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que

utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Já a microgeração distribuída é definida com uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da própria ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Segundo a EPE (2020b) houve um aumento de 169% neste tipo de geração no ano de 2019, comparado com o ano de 2018. A Tabela 2.2 mostra essa evolução em GWh nos últimos anos.

Tabela 2.2 - Evolução geração distribuída

Geração total em GWh				
2015	2016	2017	2018	2019
35	104	359	828	2.226

Fonte: Adaptado de (EPE, 2020b)

O crescimento e estímulos à geração distribuída são justificados. Entre os benefícios que esse tipo de geração pode proporcionar ao sistema elétrico estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2015). Pode-se observar na Figura 2.4 a participação de cada fonte na geração distribuída em 2019.

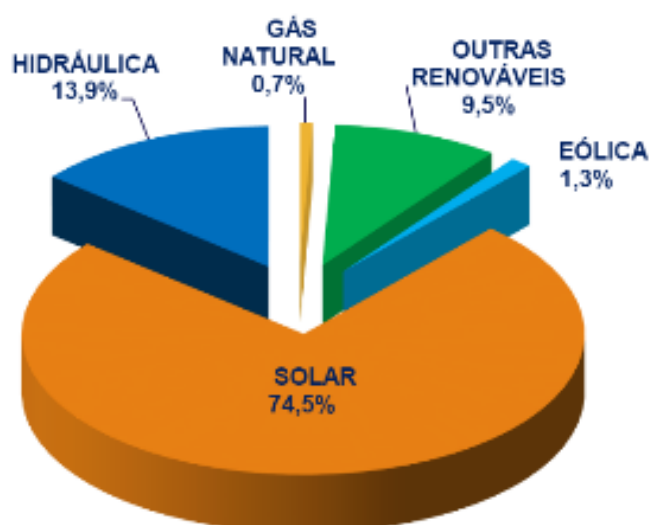


Figura 2.4 - Participação de cada fonte na geração distribuída em 2019
Fonte: Adaptado de (EPE, 2020b)

Apesar da geração distribuída ter a vantagem de ser instalada nos locais de consumo, essa não é a realidade da maior parte da geração no país, e uma vez que a energia elétrica não pode ser estocada em quantidades significativas próximo aos locais onde é consumida, ela precisa ser transportada até o local da demanda em tempo real (PRS e LEWE, 2013). Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor (ONS, 2021a).

Segundo (ANEEL, 2021), a rede total instalada já contabilizando os empreendimentos em operação até julho de 2020 somada a estimativa de empreendimentos concluídos a partir de agosto de 2020, segundo dados do ONS, totaliza 160.859,05 quilômetros de linhas de transmissão em operação no país. A Figura 2.5 mostra a expansão em 2020 das linhas de transmissão e da capacidade de transformação por unidade da federação.



Figura 2.5 - Expansão transmissão e capacidade de transformação 2020

Fonte: (ANEEL, 2021)

2.2 Energia solar

2.2.1 Radiação Solar

A principal fonte de energia para a Terra é o Sol, sendo responsável pela manutenção da vida no planeta. Além disso, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética. Seu enorme potencial pode ser utilizado por meio de sistemas de captação e conversão em outras formas de energia, como por exemplo, a térmica e a elétrica (PINHO e GALDINO, 2014).

A energia proveniente do Sol não pode ser considerada como renovável, mas pode ser considerada como uma fonte inesgotável, levando em consideração a escala de tempo da vida no planeta Terra (PEREIRA *et al.*, 2017).

Sendo basicamente uma enorme esfera de gás incandescente, em cujo núcleo acontece a geração de energia através de reações termonucleares, o Sol tem sua estrutura representada na Figura 2.6, demonstrando suas principais regiões: núcleo, zona radiativa, zona convectiva, fotosfera, cromosfera e coroa, às vezes também chamada de coroa.

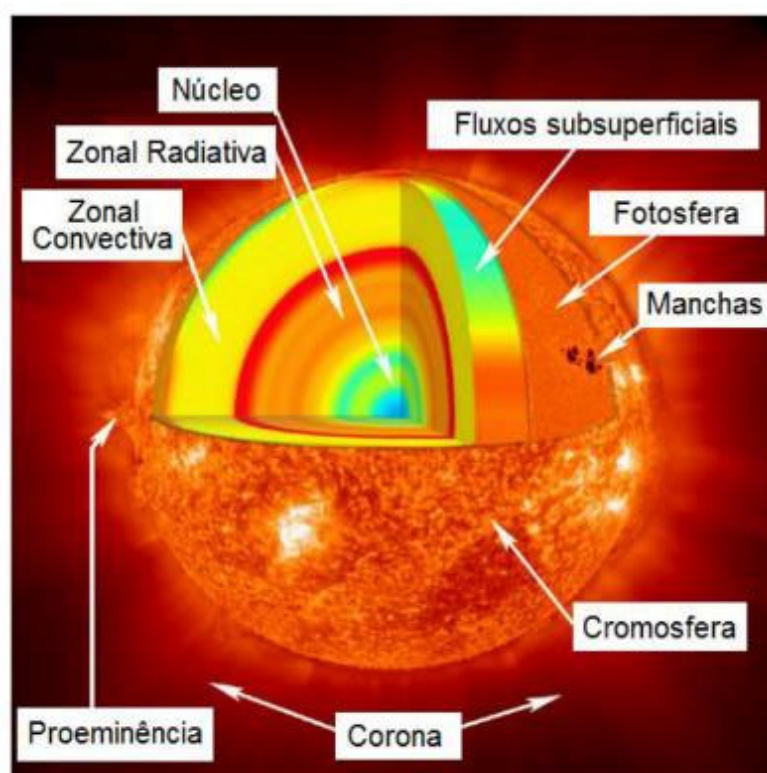


Figura 2.6 - Estrutura do Sol
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

As principais características do Sol estão descritas na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Principais características do Sol

Principais características do Sol	
Massa	$1,989 \times 10^{30}$ kg
Raio	696.000 km
Densidade média	$1,409 \text{ kg m}^{-3}$
Densidade central	$1,6 \cdot 10^5 \text{ kg m}^{-3}$
Distância	1 UA ou $1,499 \cdot 10^8$ km
Potência Luminosa	$3,83 \cdot 10^{26}$ W
Temperatura efetiva	5.785 K
Temperatura central	$1,5 \cdot 10^7$ K
Composição química principal	Hidrogênio = 91,2 % Hélio = 8,7 % Oxigênio = 0,078 % Carbono = 0,043 %
Período rotacional no Equador	25 dias
Período rotacional na latitude 60°	29 dias

Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

A cada ano, a energia solar recebida pela Terra corresponde a um montante de energia de aproximadamente $3,8 \times 10^{24}$ joules. Esta energia é cerca de 50.000 vezes maior que o consumo mundial de eletricidade por ano (BLAKERS, 2017).

Uma vez que a energia proveniente do Sol é emitida na forma de radiação eletromagnética, com os diferentes comprimentos de onda, quando parte dessa energia é interceptada pela Terra, sofre processos de absorção e espalhamento, interagindo de forma distinta com os constituintes atmosféricos (PEREIRA *et al.*, 2017).

Tanto a disponibilidade quanto a variabilidade do recurso energético solar estão intrinsecamente associadas às condições de tempo e clima da região. Tal afirmação se baseia no fato que os sistemas meteorológicos produzem alterações nas concentrações dos gases e aerossóis e também na nebulosidade, afetando os processos radiativos que atenuam a radiação solar ao longo de seu percurso na atmosfera (PEREIRA *et al.*, 2017).

A Figura 2.7 demonstra que a atmosfera terrestre tanto absorve quanto reflete parte da radiação que chega à sua camada superior, fazendo com que apenas 50% do montante da radiação solar atinja a superfície terrestre.

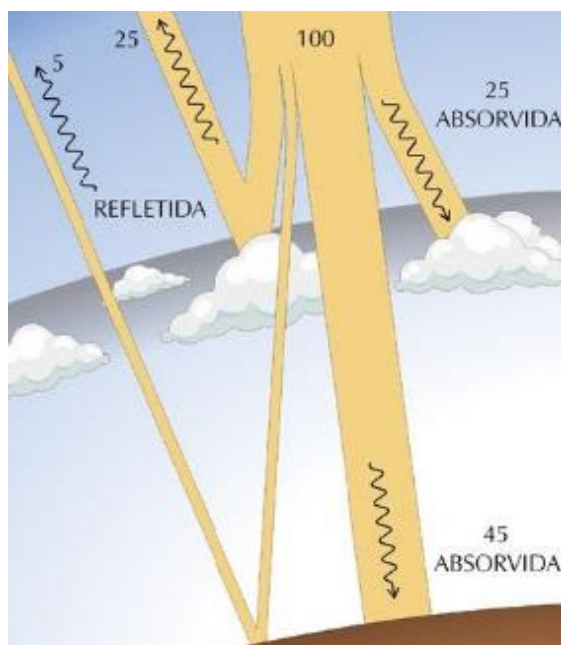


Figura 2.7 - Distribuição de radiação solar incidente na atmosfera terrestre
 Fonte: Adaptado de Pereira et al. (2017)

A fração da radiação que atinge o solo é constituída por uma componente direta e por uma componente difusa (GUIMARÃES *et al.*, 2004). A radiação direta é aquela que provém diretamente da direção do Sol e produz sombras nítidas. A difusa é aquela dispersa e atenuada pela reflexão nos componentes atmosféricos, como nuvens, poeira, vapor d'água, entre outros. Em um dia totalmente sem nuvens, ao menos de 20% da radiação que atinge a superfície é difusa, podendo chegar a 100%, não havendo radiação direta (PINHO e GALDINO, 2014). A Figura 2.8 representa o que é radiação difusa e radiação direta.

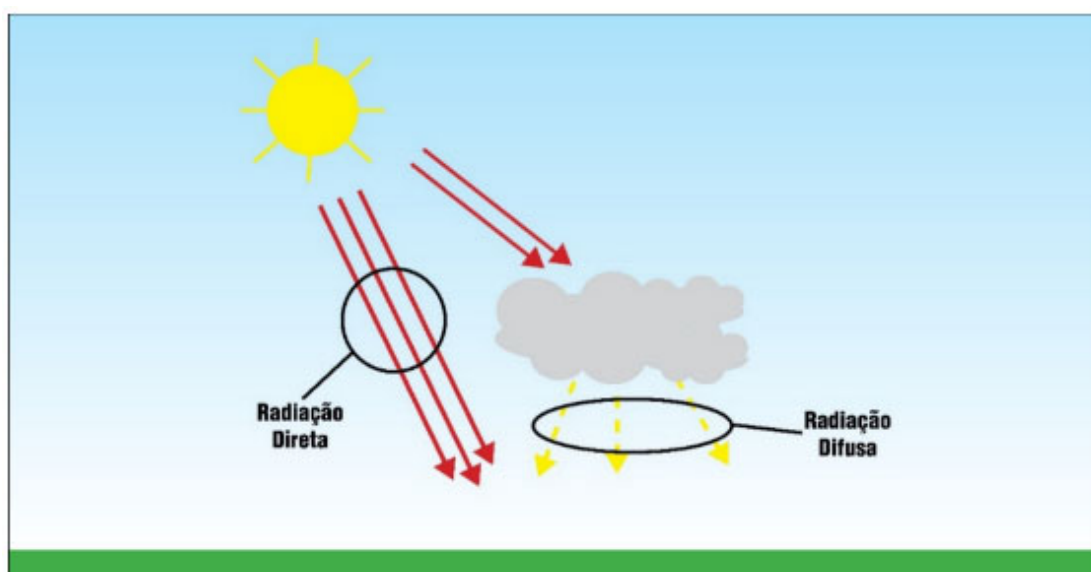


Figura 2.8 - Esquema representativo da radiação direta e difusa
 Fonte: (ALEXANDRE e BARIN, 2017)

Poderá haver ainda uma terceira componente, caso a superfície receptora esteja inclinada com relação à horizontal. Esta componente é fruto da reflexão da radiação pelas superfícies do entorno, como solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos, dentre outros. (GUIMARÃES *et al.*, 2004). A Figura 2.9 representa a energia absorvida e refletida.

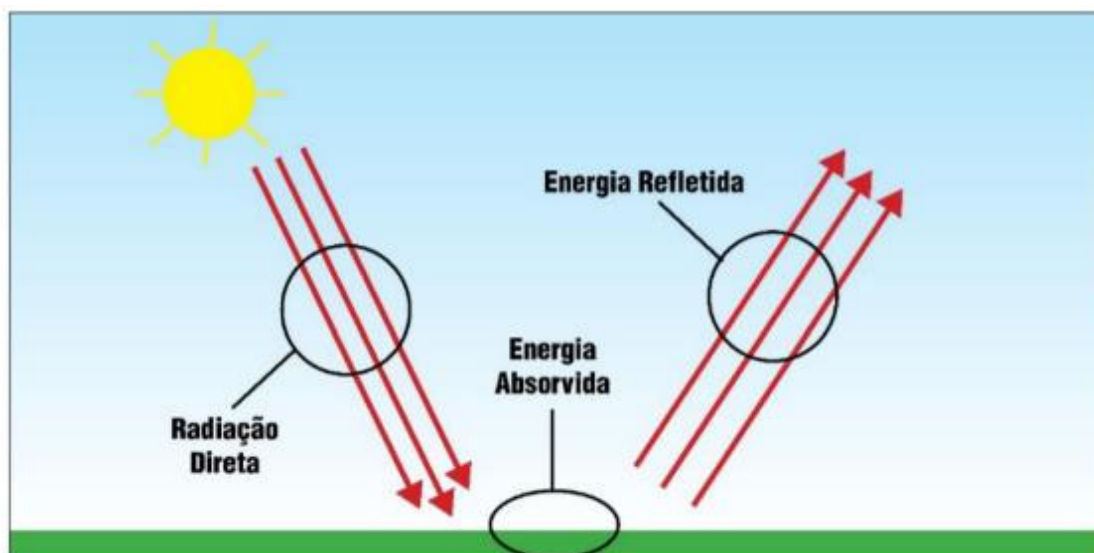


Figura 2.9 - Esquema representativo da energia absorvida e refletida
Fonte: (ALEXANDRE e BARIN, 2017)

O coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado de “albedo” (PINHO e GALDINO, 2014). A Tabela 2.4 apresenta valores típicos de albedo para diferentes tipos de superfícies.

Tabela 2.4 - Valores típicos de albedo para diferentes tipos de superfícies

Superfície	Albedo
Gramado	0,18 – 0,23
Gramma seca	0,28 – 0,32
Solo descampado	0,17
Asfalto	0,15
Concreto novo (sem ação de intempéries)	0,55
Concreto (em construção urbana)	0,2
Neve fresca	0,8 – 0,9
Água, para diferentes valores de altura solar:	
$\alpha > 45^\circ$	0,05
$\alpha = 30^\circ$	0,08
$\alpha = 20^\circ$	0,12
$\alpha = 10^\circ$	0,22

Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

A Figura 2.10 apresenta as três componentes citadas da radiação solar sobre uma superfície receptora. Atribui-se o nome de radiação global para a soma resultante das parcelas direta, difusa e devida ao albedo, quando a superfície é inclinada (PINHO e GALDINO, 2014).

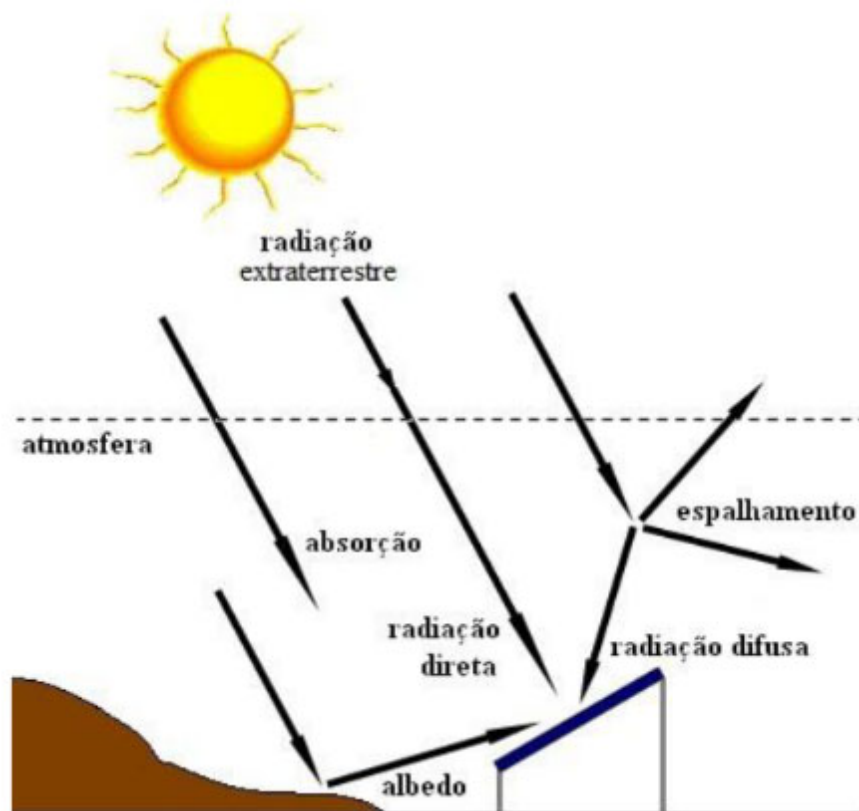


Figura 2.10 - Componentes da radiação solar
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

2.2.2 Fatores astronômicos

Como apresentado, os fatores meteorológicos afetam os processos radiativos que atenuam a radiação solar ao longo de seu percurso na atmosfera. Sendo assim, a disponibilidade e a variabilidade do recurso energético solar está diretamente relacionada às condições climáticas da região (PEREIRA *et al.*, 2017).

Esta disponibilidade e sua variação no espaço e tempo também estão intrinsecamente relacionadas a conceitos astronômicos, sendo a posição relativa entre o Sol e a Terra o primeiro fator a ser considerado. A duração do dia e a quantidade de energia solar incidente em um ponto da superfície terrestre sofrem variações no tempo por influência tanto do ciclo anual quanto do ciclo diário (PEREIRA *et al.*, 2017).

O ciclo anual ocorre como consequência da inclinação do eixo axial da Terra com relação ao plano orbital do planeta em torno do Sol. A Terra descreve uma trajetória elíptica ao redor do sol, em um plano inclinado de aproximadamente $23,5^\circ$ com relação ao plano do equador. Essa inclinação, juntamente com o seu movimento de translação, dá origem às estações do ano, sendo responsável também pela variação da elevação do Sol no horizonte em relação à mesma hora, ao longo dos dias, dificultando com isso os cálculos da posição do Sol para uma determinada data (GUIMARÃES *et al.*, 2004; PINHO e GALDINO, 2014; PEREIRA *et al.*, 2017). A Figura 2.11 ilustra o movimento da Terra em torno do Sol e as estações do ano para o hemisfério Sul.

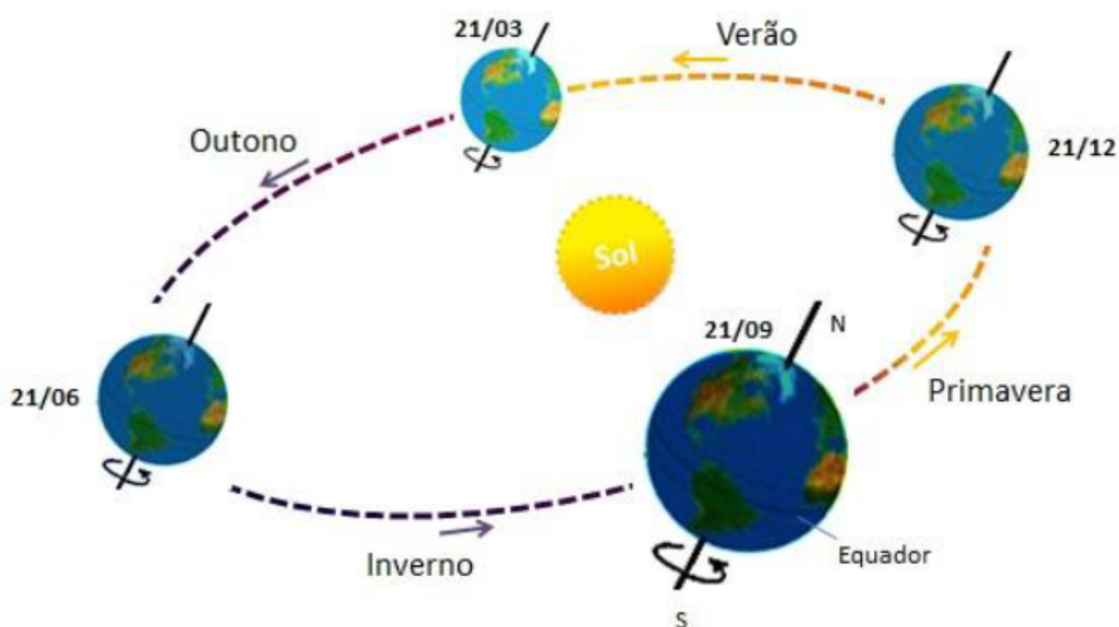


Figura 2.11 - Movimento da Terra em torno do Sol
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

Atribui-se a denominação de Declinação Solar (δ) para a posição angular do Sol, ao meio dia solar, em relação ao plano do Equador, apresentando variação entre $-23,45^\circ$ e $+23,45^\circ$ ao longo do período de um ano. Por convenção, as declinações são consideradas negativas quando a linha de direção Sol-Terra cruza a superfície no hemisfério Sul, o que pode ser visto na Figura 2.12 (GUIMARÃES *et al.*, 2004; PEREIRA *et al.*, 2017).

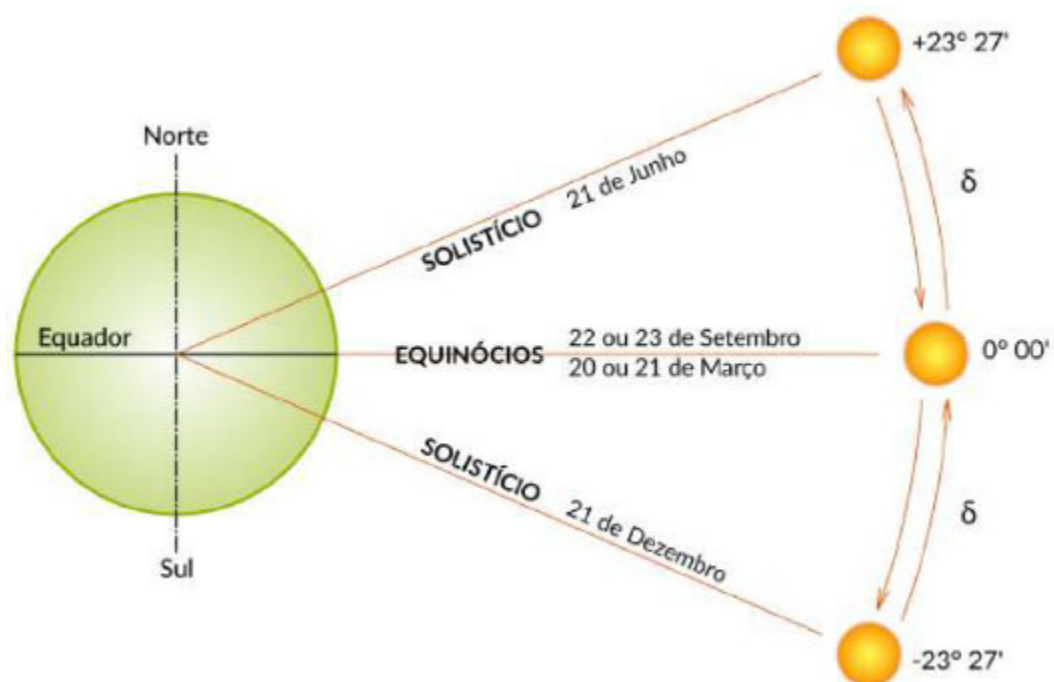


Figura 2.12 – Declinações positivas e negativas
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

Já a Figura 2.13 mostra a Declinação Solar (δ) em quatro posições da Terra ao longo do ano.

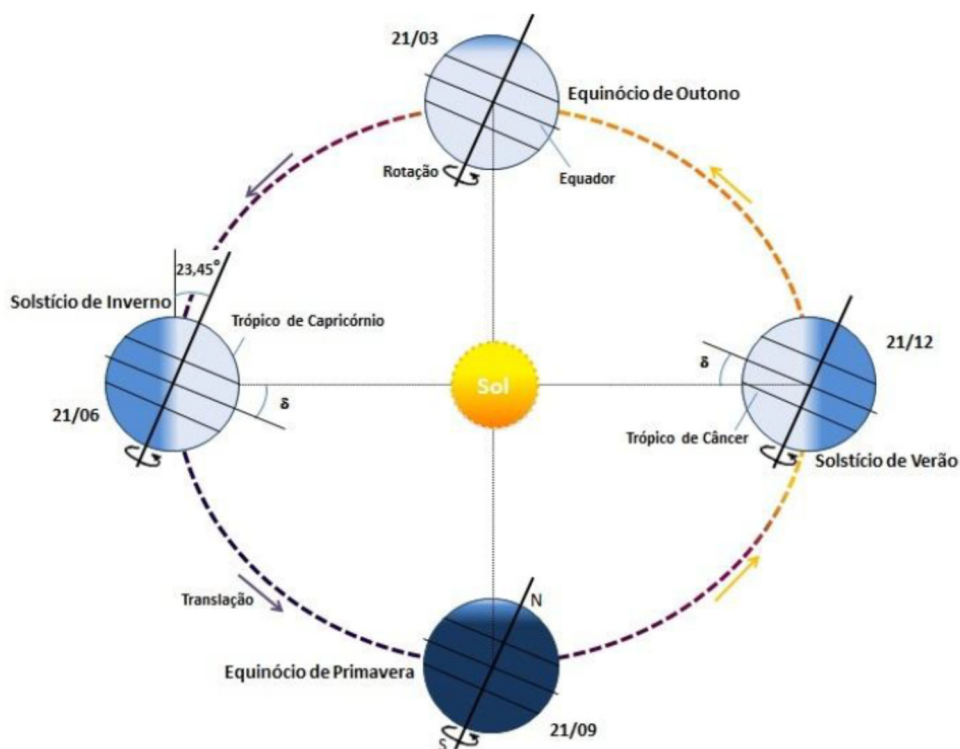


Figura 2.13 - Órbita da Terra em torno do Sol
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

A variação da incidência da energia solar sofre influência também do movimento de rotação da Terra em torno de seu eixo, além do movimento de translação orbital. Os dois ciclos que influenciam na variação da radiação solar que chega no topo da atmosfera podem ser descritos através do uso de conceitos definidos geometricamente, como os ângulos apresentados na Figura 2.14 (PEREIRA *et al.*, 2017).

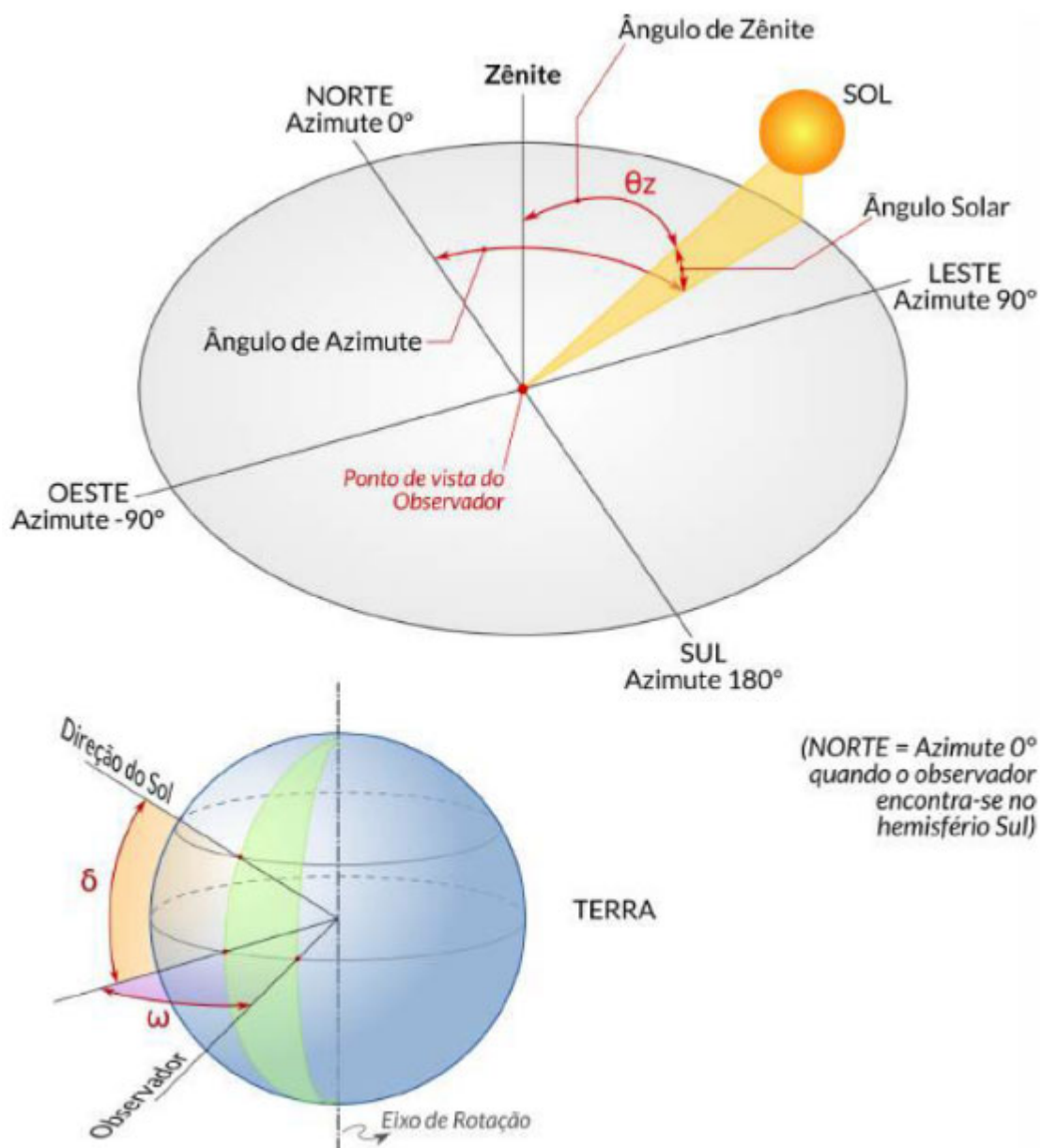


Figura 2.14 - Ângulos notáveis em solarimetria
Fonte: (PEREIRA *et al.*, 2017)

Segundo Pereira et al. (2017) o ângulo horário solar (ω) corresponde ao deslocamento angular do movimento aparente do Sol devido à rotação da Terra e varia entre -180° e $+180^\circ$. O ângulo formado entre a vertical no ponto de observação e a direção da linha que liga o mesmo ponto da superfície da Terra ao Sol é representado pelo ângulo zenital solar (θ_z). Já o ângulo azimutal do Sol é formado entre a linha de projeção da direção do Sol no plano horizontal com o meridiano do observador, variando entre -180° e $+180^\circ$, sendo positivo no sentido horário a partir da direção Norte Geográfico no meridiano local.

2.2.3 Irradiância e Irradiação Solar

O termo “radiação solar” é usado de forma genérica, podendo ser denominado de irradiância solar, quando referenciada em termos de fluxo radiante por unidade de área ou em termos de energia por unidade de área, denominado, então, de irradiação solar (PINHO e GALDINO, 2014).

Em termos mais específicos, a irradiância solar pode ser definida como a potência desenvolvida pela radiação solar em uma determinada área, sendo o Watt por metro quadrado (W/m^2) a unidade adotada pelo sistema internacional de unidades (SI) (PEREIRA *et al.*, 2017).

Segundo Blakers (2015), o Sol disponibiliza a irradiância média de $1,3 \text{ kW/m}^2$ na atmosfera terrestre. Considerando que o raio médio da Terra é 6.371 km , obtém-se um valor de potência total disponibilizada pelo Sol à Terra, no topo da atmosfera, de aproximadamente 174 mil TW (terawatts) (PINHO e GALDINO, 2014).

Entretanto, dos 174 mil TW que chegam no topo da atmosfera, somente 94 mil TW chegam efetivamente à superfície terrestre aproximadamente. Isso ocorre pois, como visto, cerca de 50% da irradiância solar são absorvidos ou refletidos diretamente pela atmosfera (PINHO e GALDINO, 2014).

A irradiância solar é constituída por duas componentes, a direta e a difusa, sendo a direta considerada a parcela livre dos processos radiativos de absorção e espalhamento na atmosfera e a difusa considerada a parcela que passa pelos processos de espalhamento na atmosfera. (PEREIRA *et al.*, 2017). Define-se como irradiação global a quantidade resultante da soma das irradiações solares direta e difusa, e albedo (PINHO e GALDINO, 2014).

Já a irradiação solar pode ser definida, em termos mais específicos, como a energia radiante acumulada em um intervalo de tempo, obtida pela integração da irradiância durante um intervalo de tempo, normalmente uma hora ou um dia, sendo o watt-hora por metro

quadrado (Wh/m^2) a unidade adotada pelo sistema internacional de unidades (SI) (PINHO e GALDINO, 2014; PEREIRA *et al.*, 2017).

Assim como à irradiância solar global, a irradiação solar global é constituída pelas mesmas componentes direta e difusa, e albedo, sendo aplicadas as mesmas definições físicas utilizadas na irradiância para diferenciar estas parcelas da irradiação (PEREIRA *et al.*, 2017).

Segundo Blakers (2015), a irradiância solar disponível depende da latitude, padrões climáticos e níveis de poluição do ar. O autor destaca ainda que é caro armazenar a energia colhida no verão para uso em inverno, tornando um fator importante o aproveitamento da variação sazonal da radiação solar. A Figura 2.15 demonstra a distribuição de irradiação global média diária na superfície terrestre.

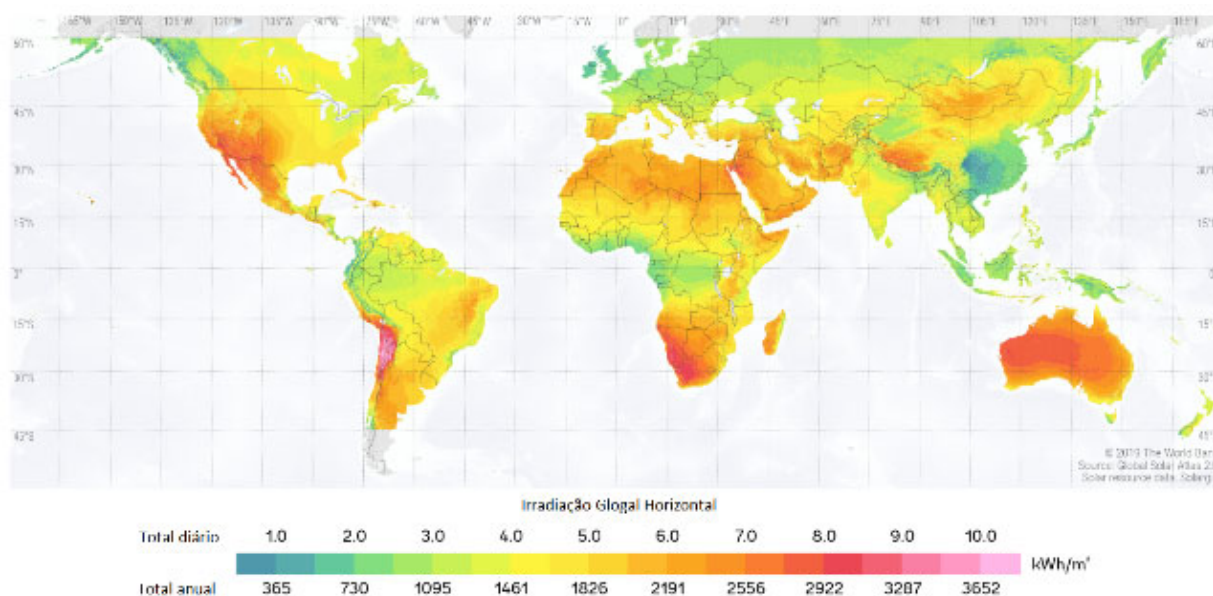


Figura 2.15 - Irradiação global horizontal na superfície terrestre.
Fonte: Adaptado de energydata.info (2021)

A Figura 2.16 demonstra a distribuição de irradiação global média no Brasil, considerando o período 1999-2018.

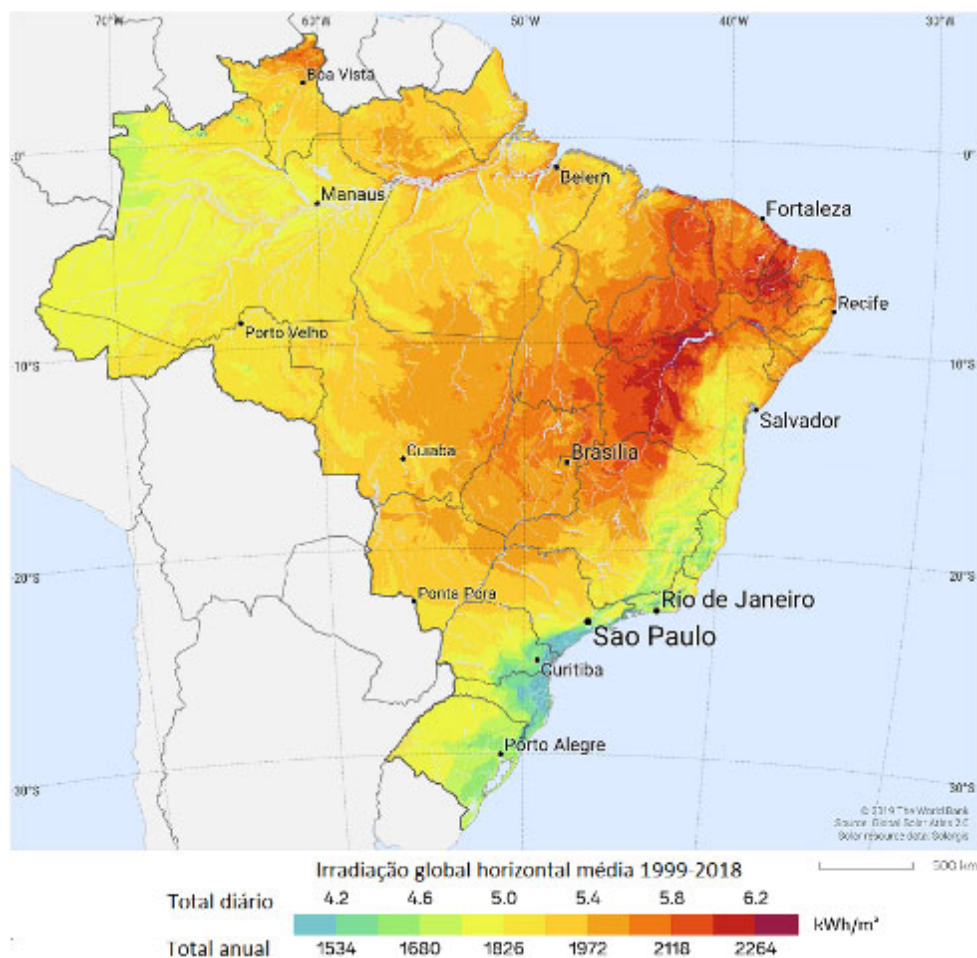


Figura 2.16 - Irradiação global média 1999-2018
 Fonte: Adaptado de energydata.info (2021)

2.2.4 *Potencial Solar Brasileiro*

Apesar da maior parte da geração de energia elétrica no Brasil ser proveniente de usinas hidroelétricas, o PDE 2026 prevê que 48% da oferta interna de energia será a proveniente de fontes renováveis, estando este percentual alinhado com as metas da contribuição brasileira para o acordo de Paris sobre mudanças climáticas (NDC). Entre todas as opções de fontes renováveis, a energia solar destaca-se, dentre outros motivos, pelo fato de ter um enorme potencial teórico nacional ainda pouco explorado (PEREIRA e MARTINS, 2018).

Embora o aproveitamento desta fonte de energia esteja sujeito à influência das condições meteorológicas, podendo apresentar grande variabilidade em curtos espaços de tempo, estas barreiras estão sendo superadas através da disseminação do conhecimento sobre este tipo de geração, aliada a pesquisas de inovações e ganho de escala de mercado (PEREIRA e MARTINS, 2018).

Estando o Brasil localizado quase que totalmente entre os Trópicos de Câncer e de Capricórnio, a incidência dos raios solares é mais vertical se comparada a outras regiões do globo terrestre que estão fora desta região. Este fato ocasiona elevados índices de incidência da radiação solar em quase todo o território brasileiro, proporcionando condições vantajosas para o aproveitamento energético do recurso solar, mesmo durante o inverno (TOLMASQUIM, 2016).

Se por um lado os Trópicos proporcionam elevados índices de radiação solar, por outro a proximidade com a linha do equador faz com que a radiação solar no Brasil apresente uma baixa variação intra-anual (TOLMASQUIM, 2016).

Os níveis de irradiação global incidente no Brasil variam entre 1.300 kWh/m² e 2.200 kWh/m². Países europeus que fazem uso da geração fotovoltaica para gerar energia elétrica em grande escala possuem níveis inferiores aos encontrados no Brasil, como a Alemanha, que é um dos países com maior capacidade fotovoltaica instalada (TOLMASQUIM, 2016; PEREIRA e MARTINS, 2018). A menor média anual de irradiação solar no Brasil se equipara ao maior nível vivenciado no território alemão (PEREIRA *et al.*, 2017).

Segundo EPE (2012), a irradiação média anual no Brasil varia entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano. Estes valores são superiores à maioria dos países europeus como, por exemplo, Alemanha onde a variação média anual varia entre 900 e 1250 kWh/m²/ano, França onde a mesma fica entre 900 e 1650 kWh/m²/ano e Espanha com variação entre 1200 e 1850 kWh/m²/ano. Cabe salientar que nestes países os projetos para aproveitamento de recursos solares são amplamente disseminados, contando ainda com grande incentivo dos governos locais.

Para termos ideia da ordem de grandeza do potencial energético solar brasileiro, basta sabermos que o consumo do sistema interligado – SIN, verificado em 2011, poderia ser totalmente atendido através da geração produzida por painéis fotovoltaicos instalados em uma área 2.400km² em uma região com insolação média da ordem de 1.400 kWh/m²/ano (EPE, 2012).

O mapa da Figura 2.17 apresenta a radiação solar global horizontal média anual no território brasileiro. Observa-se que a irradiação global é bem distribuída ao longo do país, com médias anuais altas em todo o território nacional.

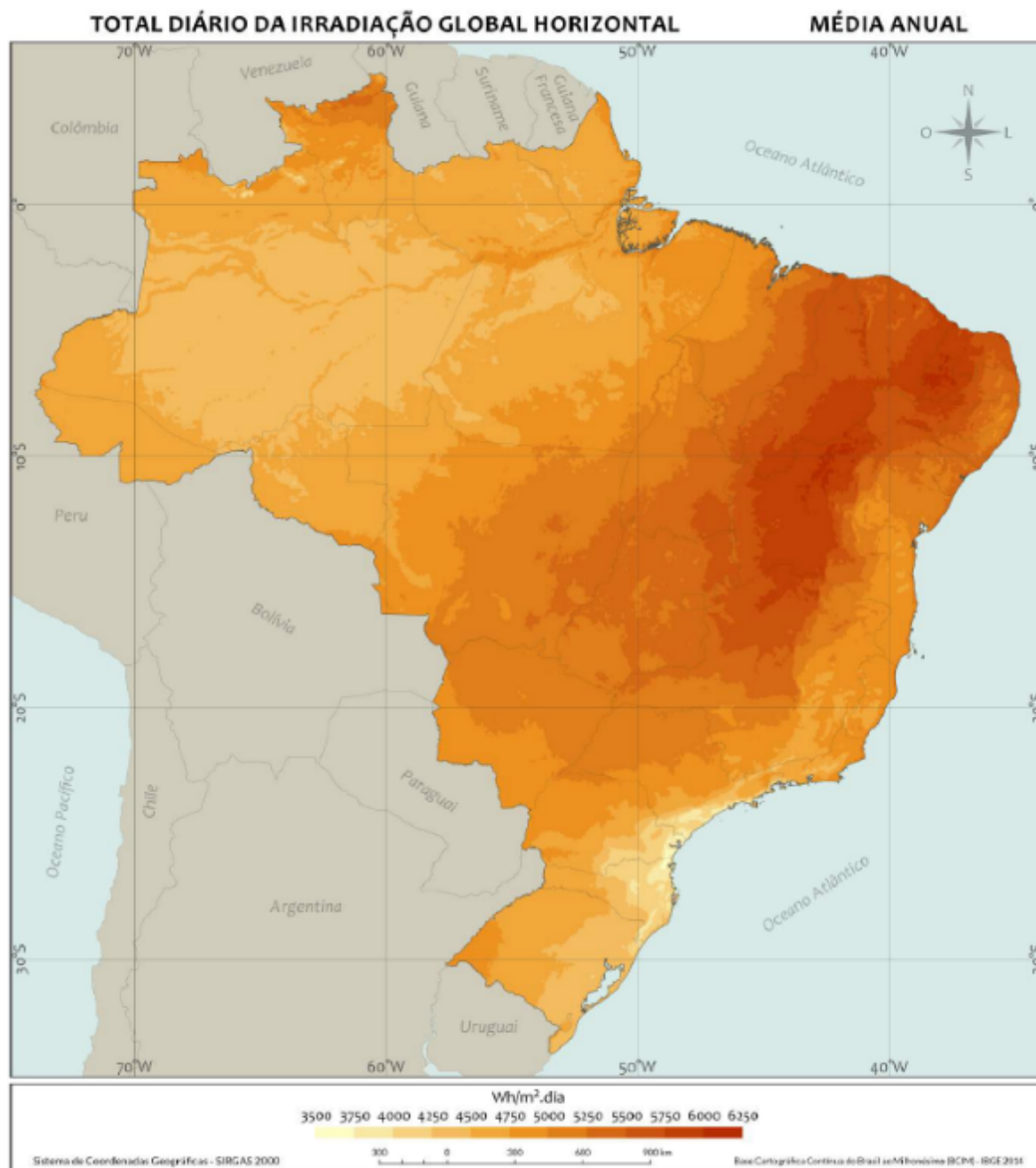


Figura 2.17 - Radiação solar global horizontal média anual no Brasil
Fonte: Pereira et al. (2017).

Em linhas gerais, a irradiação global é relativamente bem distribuída pelas regiões do país, mas a região Nordeste se destaca por apresentar os maiores valores de irradiação solar global, com a maior média e a menor variabilidade anual entre as regiões geográficas do Brasil. A região central do estado da Bahia é a que apresenta os valores máximos de irradiação solar no país, 6,5 kWh/m²/dia, incluindo parcialmente o noroeste de Minas Gerais. Esta região apresenta condições climáticas favoráveis, com baixa nebulosidade e alta incidência de irradiação solar, durante todo o ano (EPE, 2012).

Considerando apenas a faixa de melhor irradiação, entre 6,0 e 6,2 kWh/m², e apenas em áreas já antropizadas, ou seja, em áreas de agricultura, agropecuária, pecuária (pastagem), reflorestamento e outros (influência urbana, degradadas por mineração ou indiscriminadas), estima-se a possibilidade de instalação de 307 GWp em centrais fotovoltaicas, com geração aproximada de 506 TWh/ano (TOLMASQUIM, 2016).

Segundo EPE (2012), o Brasil possuía, em 2012, cerca de cerca de 20 MW de capacidade de geração solar fotovoltaica instalada, destinada em sua grande maioria, mais precisamente 99% segundo o IEA, ao atendimento de isolados e remotos, sendo utilizada para atender cargas em que a extensão da rede de distribuição não se mostrava economicamente viável.

Já em 2019, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, elaborado pela EPE, utilizando como base a configuração do sistema existente e a expansão contratada até abril de 2019, o SIN contava com uma capacidade instalada de cerca de 164 GW (incluindo a parcela paraguaia da UHE Itaipu), com uma participação de 2.072 MW de geração solar, o que equivale a aproximadamente 1% da capacidade instalada no SIN no final de maio de 2019 (EPE, 2019). A Figura 2.18 mostra a capacidade instalada do SIN no final de maio de 2019 e a participação da geração fotovoltaica.

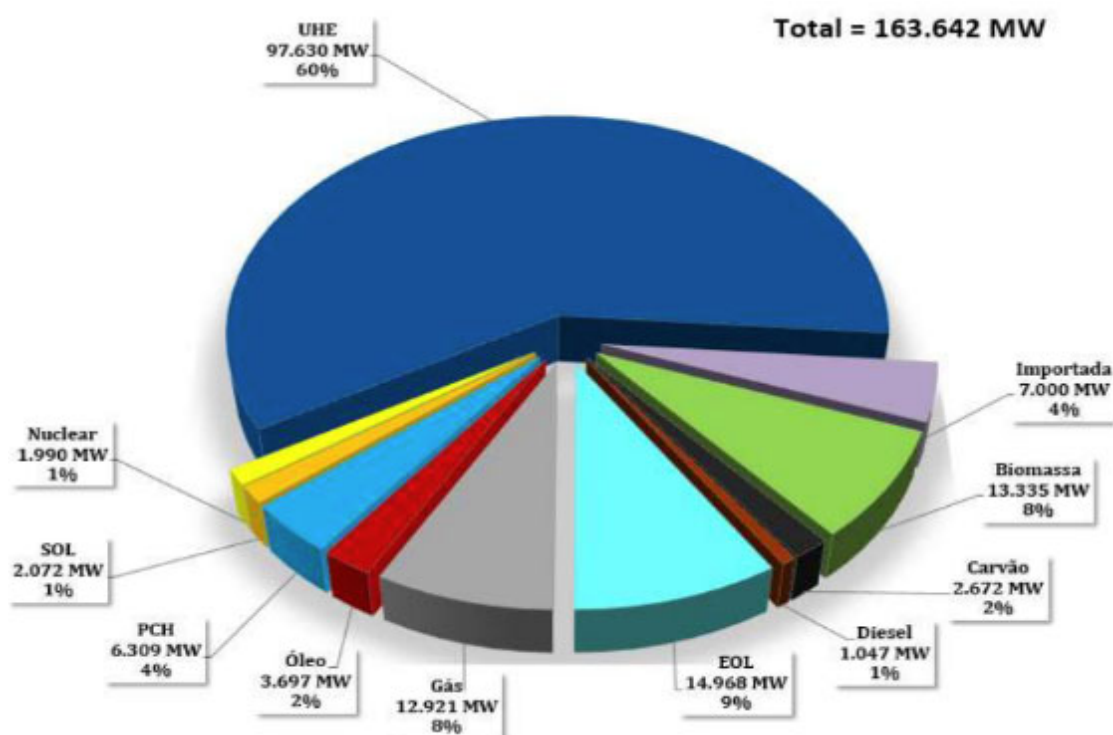


Figura 2.18 - Capacidade Instalada no SIN no final de maio de 2019
Fonte: (EPE, 2019)

Ainda de acordo com EPE (2019), os parâmetros fornecidos ao Modelo de Decisão de investimentos, considerando as diretrizes de política energética e os potenciais de cada tecnologia, indicam uma expansão fotovoltaica de no mínimo 1.000 MW/ano e no máximo de 2.000 MW/ano, a partir de 2023, sendo 80% alocado no Nordeste e 20% na região Sudeste.

Com relação ao ambiente regulatório, a ANEEL aprovou regras destinadas a redução de barreiras para instalação de geração distribuída de pequeno porte, microgeração e minigeração, com potência instalada de até 5 MW, de acordo com a Resolução Normativa nº 482, de 17/04/2012.

Desde que esta resolução passou a vigorar, o consumidor brasileiro passou a ter o direito de gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, podendo inclusive fornecer a geração excedente para a rede de distribuição local. Esse tipo de geração distribuída traz uma série de vantagens se comparada a geração centralizada, diminuindo a necessidade de investimentos em transmissão, reduzindo em consequência as perdas nas redes, melhorando com isso a qualidade do serviço de energia elétrica.

Além da redução das barreiras para a implantação da geração fotovoltaica, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE vêm realizando vários leilões de geração, ao longo dos últimos anos, incluindo a geração fotovoltaica. Como exemplo, tem-se o Leilão de Geração nº 04/2019 (A-6), realizado em 18/10/2019, que incluiu 11 empreendimentos solares fotovoltaicos, com preço médio final de R\$ 84,39/MWh, somando 530 MW de potência e 163 MW médios de garantia física.

De acordo com Pereira e Martins (2018) é primordial caracterizar a energia solar que incide no local de interesse, tanto em quantidade quanto em variabilidade, para poder avaliar a viabilidade técnica do aproveitamento da energia solar. Os autores afirmam ainda que, apesar dos dados coletados em superfície, com instrumentação adequada e observando os cuidados devidos de operação e manutenção, serem a fonte mais segura para o conhecimento do potencial de um local específico, os custos de instalação, operação e manutenção de estações de coleta de dados, com a precisão requerida para o setor energético, pode ser um fator limitante, principalmente quando se trata de grandes extensões territoriais.

Uma solução para redução dos custos de operação de redes de coleta de dados em superfície é a utilização de modelos satelitais. O uso destes modelos exige uma densidade espacial reduzida de dados coletados em superfície, mais representativa das condições ambientais e climáticas típicas de uma região, usadas para validar as estimativas obtidas e quantificar os desvios apresentados pelo modelo numérico. A validação destes dados deve ser

feita por instrumentação de qualidade, garantindo assim uma avaliação confiável das incertezas das estimativas produzidas pelo modelo, reduzindo os riscos de investimento na geração de energia (PEREIRA *et al.*, 2017).

Desde de 2006 o Brasil conta com o Atlas Brasileiro de Energia Solar. Atualmente em sua 2^a edição, elaborado com emprego do modelo físico de transferência radiativa, BRASILSR, desenvolvido com base no modelo GKSS (Stuhlmann *et al.*, 1990) e adaptado para a climatologia e condições atmosféricas sazonais típicas observadas no Brasil, é uma importante ferramenta para o planejamento do setor elétrico brasileiro, pois disponibiliza uma base de dados pública de informações cientificamente embasadas sobre o potencial e a variabilidade espacial e temporal do recurso energético solar no território brasileiro. Essas informações podem ser utilizadas tanto pelos que procuram suporte para a tomada de decisões no setor de energia, quanto em busca de avanços científicos e tecnológicos. Os diversos cenários apresentados neste documento ilustram as possibilidades para o aproveitamento do recurso solar na geração de eletricidade, podendo ser utilizados por todos os interessados em investir em geração fotovoltaica no Brasil, tanto durante o desenvolvimento de estudos preliminares quanto em projetos mais aprofundados (PEREIRA *et al.*, 2017).

2.3 Geração fotovoltaica

2.3.1 Células fotovoltaicas

Em 1839 Becquerel observou que ao iluminar solução ácida com eletrodos imersos, surgia uma diferença de potencial entre estes eletrodos, descobrindo assim o efeito fotovoltaico. Efeito similar foi observado por W. G. Adams e R. E. Day, no ano de 1876, em um dispositivo de estado sólido fabricado com selênio. Em 1954, mais de 110 anos após a descoberta de Becquerel, a primeira célula solar de silício foi produzida pelos laboratórios Bell. Como a relação entre potência por unidade de peso era vantajosa, o programa espacial americano se interessou rapidamente em utilizar estas células solares em suas aplicações espaciais. Após o aperfeiçoamento causado por esta utilização, a tecnologia fotovoltaica passou a se espalhar em aplicações terrestres (PINHO e GALDINO, 2014).

As primeiras células fotovoltaicas produzidas pelos laboratórios Bell foram fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino, atingindo uma eficiência de conversão de energia solar em elétrica de 6%, com potência de 5 mW e área de 2 cm². Mas para compreender como uma célula fotovoltaica consegue converter a energia solar em elétrica, torna-se necessário rever

alguns conceitos da física sobre átomos, elétrons e bandas de energia (PINHO e GALDINO, 2014; FRONTIN *et al.*, 2017).

Os semicondutores são materiais encontrados na natureza que possuem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução sem elétrons na temperatura do zero absoluto, comportando como um isolante a esta temperatura. Entretanto, os semicondutores possuem a característica de aumentar a sua condutividade de acordo com o aumento da temperatura, em função da existência destas bandas de energia (PINHO e GALDINO, 2014).

Segundo Strangueto (2012), o silício (Si) é o material mais utilizado na produção das células fotovoltaicas, sendo o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre. Na natureza, o silício aparece na forma de dióxido de silício, também conhecido como sílica e silicatos. Durante o processo de obtenção de sua forma mais purificada, o material que é considerado fora de especificação para ser utilizados em dispositivos microeletrônicos, que utilizam o silício com alto grau de pureza, é aproveitado na fabricação de células fotovoltaicas, reduzindo com isso os custos de produção pelo fato da matéria prima ser um produto secundário de outro processo industrial.

Contudo, para o aproveitamento do silício nas células fotovoltaicas é necessário formar uma junção *p-n*. O processo de formação desta junção consiste em introduzir, de forma controlada, impurezas no semicondutor, sendo conhecido como dopagem. Como os átomos de silício são tetravalentes, uma rede cristalina é formada pelas ligações covalentes entre os átomos vizinhos. Se um átomo pentavalente for introduzido nesta estrutura, como o fósforo (P), haverá um elétron em excesso. Em contrapartida, se um átomo trivalente, como o boro (B), for introduzido na rede cristalina, haverá a falta de um elétron para completar as ligações com os átomos de silício da rede. Se a partir de uma lâmina de silício puro, forem introduzidos em uma metade átomos de Boro e na outra metade átomos de Fósforo, será então formada a junção *p-n* (PINHO e GALDINO, 2014).

Na área da junção *p-n*, os elétrons livres do semicondutor tipo N migrarão para ocuparem os espaços existentes no semicondutor tipo P. Após o deslocamento inicial, forma-se um campo elétrico que impede que os elétrons continuem fluindo. Quando estes elétrons recebem fótons de luz visível, os mesmos são energizados, mas ainda assim não conseguem fluir da camada N para a camada P. Esta separação dos portadores de carga na junção *p-n* dá origem ao efeito fotovoltaico, cujo aproveitamento ocorre ao se fazer uma ligação externa entre as duas camadas, aproveitando assim a corrente elétrica formada pela passagem dos elétrons de uma camada para a outra (BLUESOL, 2019a).

Para isso, é necessário instalar contatos elétricos nas células, o que pode gerar reflexão, diminuindo a performance. A conexão destes contatos na parte inferior é simples, bastando utilizar uma chapa cobrindo toda a célula. Entretanto, na parte superior, que fica voltada para o Sol, estes contatos devem cobrir a menor quantidade de área possível, para evitar o sombreamento de partes do semiconductor. Por outro lado, não é o ideal que estes contatos sejam instalados somente nas bordas, pois essa solução aumenta a resistência elétrica, uma vez que os elétrons percorrem todo o material. Como solução, diversas tiras em paralelo são lançadas de modo a abranger toda a célula ou ainda, pode-se utilizar contatos elétricos transparentes (FRONTIN *et al.*, 2017). A Figura 2.19 mostra a estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício.

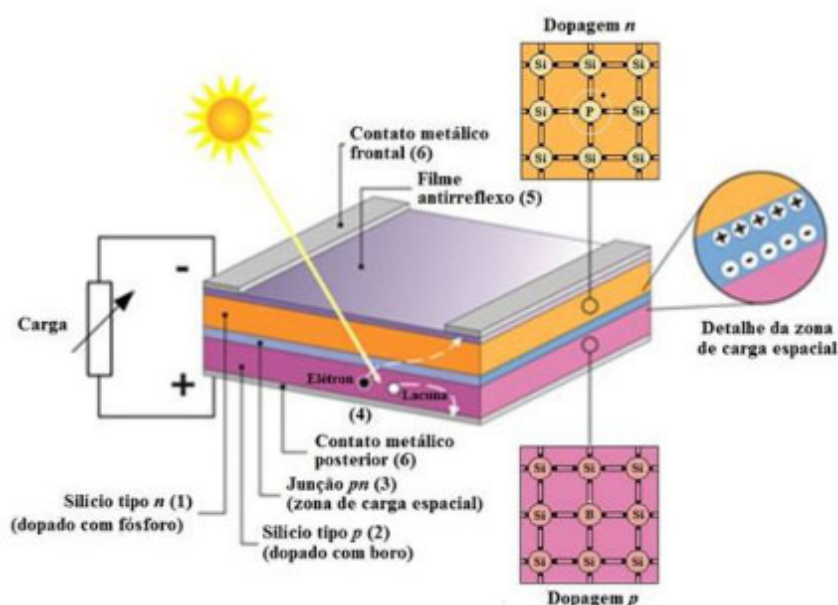


Figura 2.19 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

O interesse em aplicações terrestres aumentou com a crise energética de 1973. Todavia, o custo de produção das células solares usadas em explorações espaciais teria que ser reduzido em até 100 vezes para tornar essa forma de conversão de energia economicamente viável. Nesta época, nos Estados Unidos, empresas de petróleo passaram a se interessar pela produção de energia a partir da radiação solar, com intuito de diversificar seus investimentos, modificando com isso o perfil das empresas envolvidas no setor (CRESESB, 2006).

Com o passar do tempo, alguns fatores tornaram a utilização da energia solar fotovoltaica cada vez mais interessante. Entre estes fatores destacam-se as grandes evoluções na eficiência, a redução dos custos de fabricação facilitada pelos ganhos de escala e os

incentivos e regulamentações favoráveis. No Brasil, o crescimento da demanda de energia elétrica ocorrido pela melhoria das condições de vida da população e a redução da oferta de algumas fontes de energia primária convencionais também contribuíram para o crescimento desta tecnologia. A nível global, a busca por uma maior segurança no suprimento energético vem fazendo com que a utilização da energia solar fotovoltaica ganhe destaque (STRANGUETO, 2016).

2.3.2 Principais tipos de células fotovoltaicas

Os principais tipos de células fotovoltaicas disponibilizadas comercialmente são elaboradas à base de silício monocristalino, policristalino e amorfo, mas existem também células fabricadas com outros materiais, como o disseleneto de cobre-indio (CIS) e telureto de cádmio (CdTe) (JANNUZZI, VARELLA e GOMES, 2009).

Historicamente a célula de silício monocristalino é a mais comercializada e por consequência a mais utilizada. Este tipo de célula solar é obtido a partir do corte de barras cilíndricas de silício monocristalino.

Para fabricar este tipo de célula solar o silício é, inicialmente, fundido e cristalizado através da técnica de crescimento, sendo transformado em um grande cilindro de silício monocristalino de aproximadamente 1 m de comprimento e normalmente entre 10 e 15 cm de diâmetro. As células são então obtidas a partir do corte destes cilindros na forma de pastilhas finas, com espessura em torno de 200 μm , tendo a sua eficiência variando de 15% a 24,7% (LOPES, 2013; JANNUZZI, VARELLA e GOMES, 2009).

Já o silício policristalino é produzido a partir da fusão de porções de silício puro em moldes especiais onde o silício resfria lentamente até solidificar-se, formando blocos. Durante este processo é formada uma estrutura policristalina com superfícies de separação entre os cristais, uma vez que os átomos não se organizam em um único cristal. As interfaces presentes entre os vários cristais reduzem a eficiência da conversão de luz em eletricidade neste tipo de célula, em comparação as células de silício monocristalino. A eficiência deste tipo de célula fotovoltaica varia de 14% a 20,3% (JANNUZZI, VARELLA e GOMES, 2009).

Vários trabalhos de pesquisa vêm sendo realizados em todo o mundo na tentativa de buscar novas alternativas na fabricação de células fotovoltaicas, visando principalmente a redução de custos. Nesse sentido, as células fotovoltaicas de filmes finos foram uma das primeiras a serem produzidas, com destaque para as fabricadas a partir de silício amorfo (Si-a), disseleneto de cobre-indio (CIS) e telureto de cádmio (CdTe) (JANNUZZI, VARELLA e

GOMES, 2009; GREEN *et al.*, 2008). As eficiências destas células estão demonstradas na Tabela 2.5.

Tabela 2.5 - Eficiências das células fotovoltaicas de filmes finos

Tipo de Célula	Eficiências (%)
Silício amorfo (Si-a)	5% - 9,5%
Disseleneto de cobre-indio (CIS)	7% - 19,2%
Telureto de cádmio (CdTe)	8% - 16,5%

Fonte: (JANNUZZI, VARELLA e GOMES, 2009)

O National Renewable Energy Laboratory é um laboratório nacional do Departamento de Energia dos Estados Unidos. Este laboratório, dentre outras atividades, mantém um gráfico das células fotovoltaicas com as mais altas eficiências de conversão de energia solar em energia elétrica, entre as várias tecnologias existentes, desde 1976 até o presente. Todos os dispositivos incluídos neste gráfico têm suas eficiências confirmadas por laboratórios de teste independentes e reconhecidos internacionalmente (NREL, 2021a). A Figura 2.20 apresenta o gráfico dos índices de conversão das células fotovoltaicas.

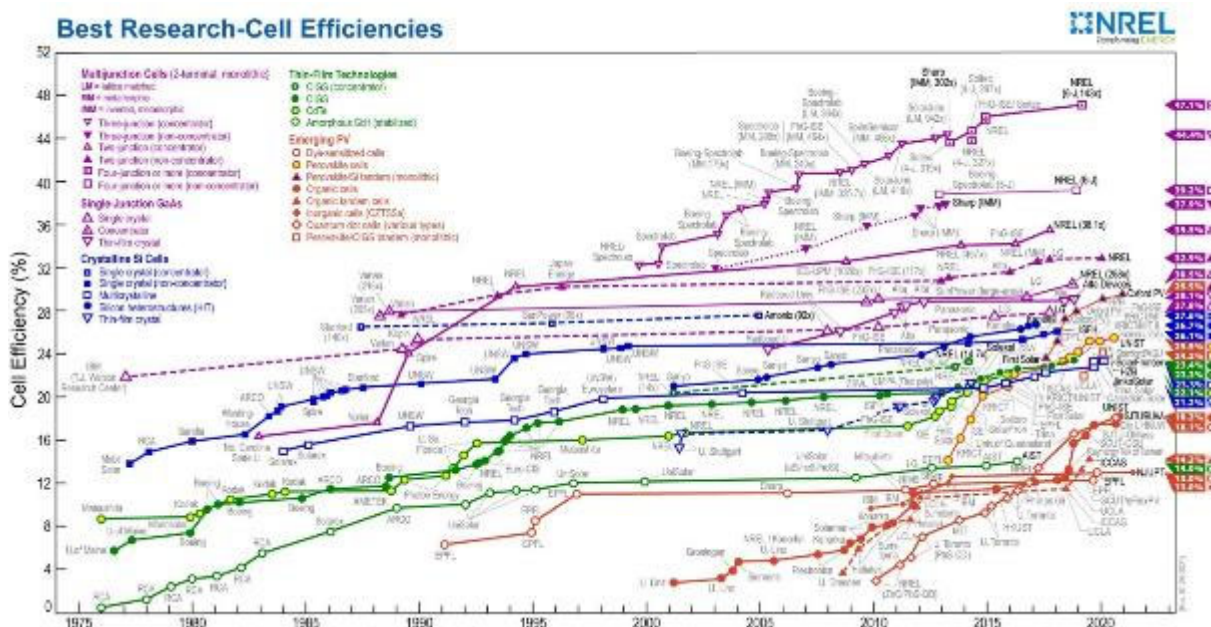


Figura 2.20 - Gráfico dos índices de conversão das células fotovoltaicas

Fonte: (NREL, 2021a)

O recorde mundial mais recente para cada tecnologia é destacado ao longo da borda direita em uma bandeira que contém a eficiência e o símbolo da tecnologia. Já a empresa ou grupo que fabricou o dispositivo, para cada registro mais recente, está em negrito na trama

(NREL, 2021a). Para melhor visualização, este gráfico é apresentado no Anexo A deste trabalho.

As mais altas eficiências foram obtidas com células solares de multijunção aumentando praticamente a uma taxa de 1% ao ano nos últimos anos. As células solares multijunção são células solares com múltiplas junções $p-n$ feitas de diferentes materiais semicondutores. Cada junção $p-n$ produz corrente elétrica em resposta a diferentes comprimentos de onda da luz, de acordo com os materiais semicondutores utilizados na sua fabricação, permitindo assim que a célula fotovoltaica absorva uma faixa mais ampla de comprimentos de onda, melhorando com isso a eficiência da conversão de energia solar em energia elétrica. Ainda que o conceito de multijunção seja conhecido há bastante tempo, foram necessários mais de quarenta anos de pesquisa e desenvolvimento tecnológico para a sua efetiva implantação (HISOUR, 2021; FRONTIN *et al.*, 2017).

Devido aos altos custos de fabricação das células solares de multijunção, o desenvolvimento industrial desses dispositivos tem sido motivado pela sua aplicação no espaço, pois para esta aplicação o alto custo é compensado pela maior leveza dos painéis produzidos. Entretanto, para o uso destas células em aplicação terrestre, o uso da técnica de concentrar a radiação solar torna-se imprescindível para que esta tecnologia seja competitiva em relação às tecnologias de primeira e segunda geração, pois a concentração de radiação por meio de lentes ou espelhos torna possível produzir a mesma quantidade de energia, ainda que o material semicondutor seja menos ativo (FRONTIN *et al.*, 2017).

Entre as tecnologias fotovoltaicas emergentes, destacam-se as células solares orgânicas. O interesse crescente nesta tecnologia está relacionado a sua promessa de conversão de energia com baixo custo. A perspectiva a longo prazo é que módulos fabricados com células fotovoltaicas orgânicas conseguirão combinar alta eficiência de conversão com baixos custos de produção e estabilidade, causando um impacto positivo sobre o mercado da geração fotovoltaica de energia elétrica.

2.3.3 Módulos fotovoltaicos

Segundo a norma NBR 10899, o módulo fotovoltaico é uma unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica. Estas células podem ser agrupadas em série e/ou paralelo afim de produzir corrente e tensão adequadas às aplicações elétricas. Para proteger as células fotovoltaicas das intempéries, o módulo é encapsulado com polímeros. Além de transparentes,

para não atrapalhar a passagem da radiação solar, estes polímeros também são isolantes, agregando a função de isolar as células de contatos externos, contribuindo ainda com a rigidez mecânica do conjunto. Os materiais plásticos mais utilizados para o encapsulamento das células são o EVA e o Tedlar (PINHO e GALDINO, 2014; LOPES, 2013). A Figura 2.21 mostra a esquerda uma célula fotovoltaica e a direita um conjunto de células interligadas, formando um módulo fotovoltaico.

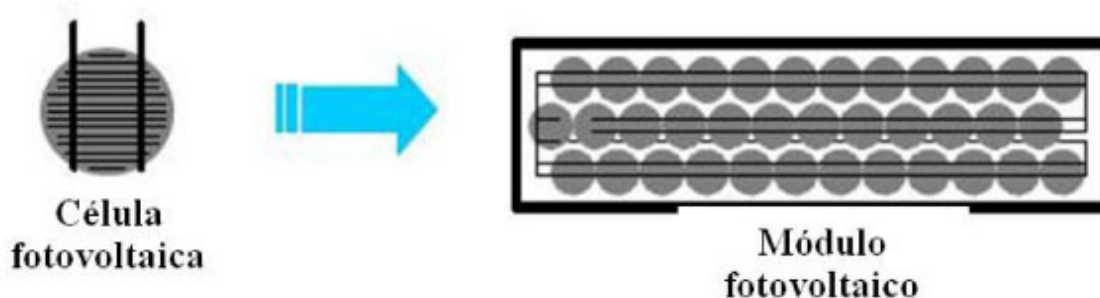


Figura 2.21 - Célula fotovoltaica e módulo fotovoltaico.
Fonte: (JANNUZZI, VARELLA e GOMES, 2009)

O agrupamento em módulos se torna indispensável para o aproveitamento da tecnologia fotovoltaica uma vez que uma célula oferece uma tensão em torno de 0,4 Volts no ponto de máxima potência, com uma densidade de corrente da ordem de 30 mA/cm². Além disso, a célula apresenta espessura muito reduzida, gerando a necessidade de proteção contra esforços mecânicos e fatores ambientais para que possa ser utilizada em campo (GUIMARÃES *et al.*, 2004).

Conectando as células em paralelo, as correntes são somadas e a tensão do módulo é exatamente igual a tensão de cada célula. Em contrapartida, o arranjo em série consiste em conectar um determinado número de células em série, somando a tensão de cada célula, alcançando com isso tensões maiores, o que possibilita, por exemplo, a carga de acumuladores como as baterias, que normalmente funcionam na faixa dos 12V. O arranjo mais comum de células fotovoltaicas em módulos é o arranjo em série. A corrente que flui por qualquer equipamento conectado ao módulo é contínua, independente do arranjo (CRESESB, 2006).

O entendimento das características elétricas é de suma importância para que se possa selecionar o tipo de módulo mais adequado para cada sistema. As curvas características dos

módulos são obtidas em condições padrão de ensaio: irradiância de 1.000 W/m^2 , espectro solar AM1,5 e temperatura da célula fotovoltaica de 25°C (PINHO e GALDINO, 2014).

A Figura 2.22 mostra um exemplo das curvas características de corrente, também chamada de curva IxV, de tensão, também conhecida como curva PxV e de potência. A partir destas curvas é possível verificar os parâmetros elétricos que caracterizam as células ou módulos fotovoltaicos: tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão de máxima potência (V_{mp}) e corrente de máxima potência (I_{mp}) (FRONTIN *et al.*, 2017).

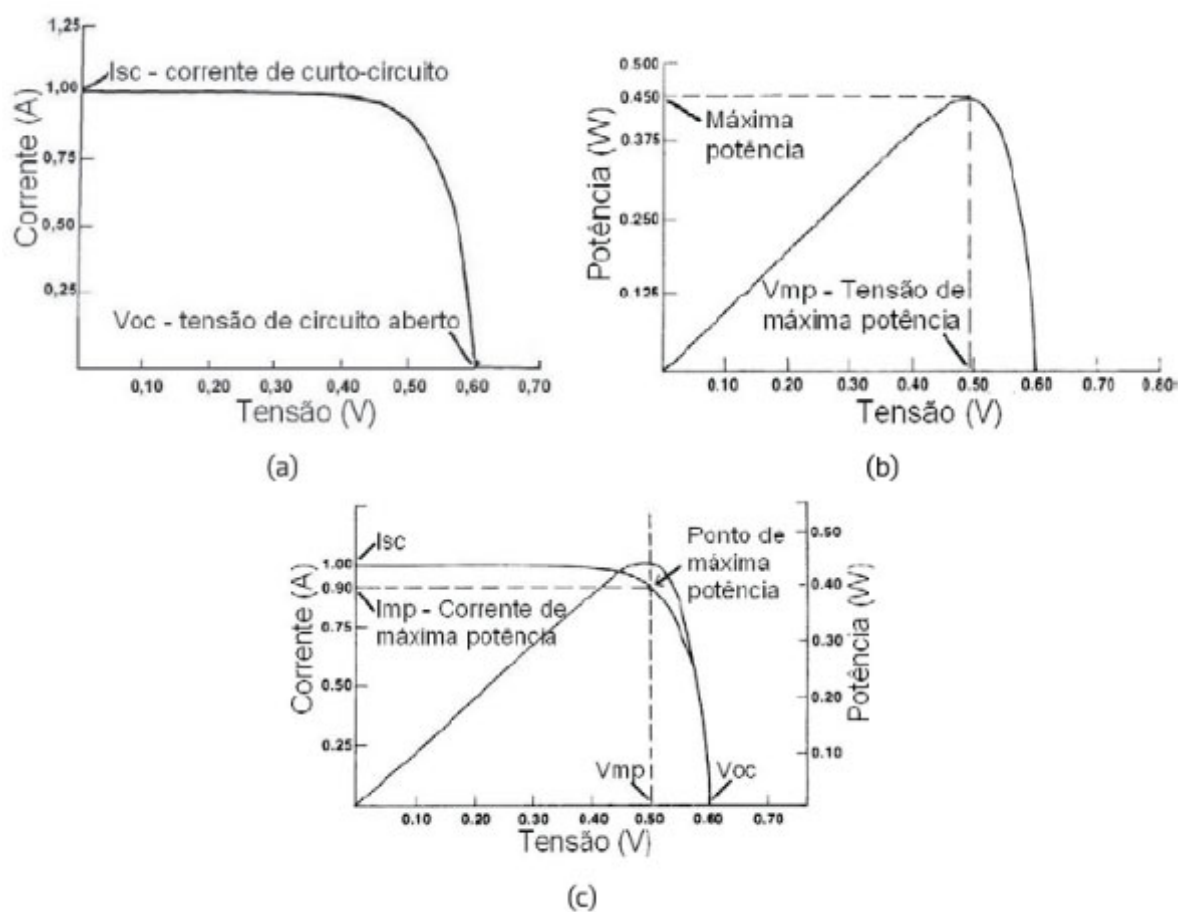


Figura 2.22 - Curvas características da célula fotovoltaica: (a) curva IxV, (b) curva PxV e (c) parâmetro de potência máxima.

Fonte: (FRONTIN *et al.*, 2017)

Tanto as características físicas das células quanto o nível de irradiação incidente influenciam na potência entregue pelo módulo. A eficiência da transformação da energia solar em energia elétrica é um parâmetro fundamental para estimativa da geração da energia elétrica e pode ser influenciada tanto por fatores de natureza física quanto pelos avanços tecnológicos empregados no processo de fabricação das células (LOPES, 2013).

As características elétricas de um painel são influenciadas principalmente pela intensidade luminosa e a temperatura de suas células. Pode-se observar na Figura 2.23, o

aumento linear da corrente gerada nos módulos de acordo com o aumento da intensidade luminosa (CRESESB, 2006).

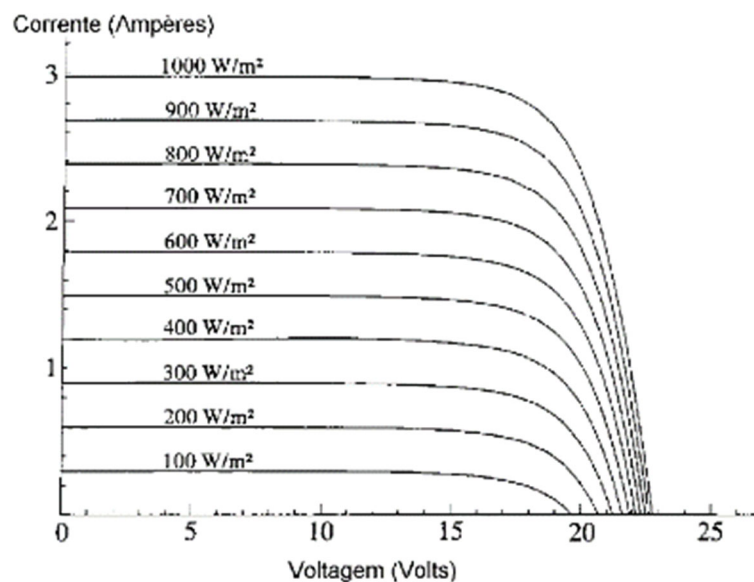


Figura 2.23 - Efeito causado pela variação de intensidade luminosa nas características IxV de um módulo fotovoltaico
Fonte: (CRESESB, 2006)

Já o aumento da temperatura na célula gera um decréscimo na eficiência do módulo, abaixando assim os pontos de operação para potência máxima gerada (CRESESB, 2006), como pode ser visto na Figura 2.24.

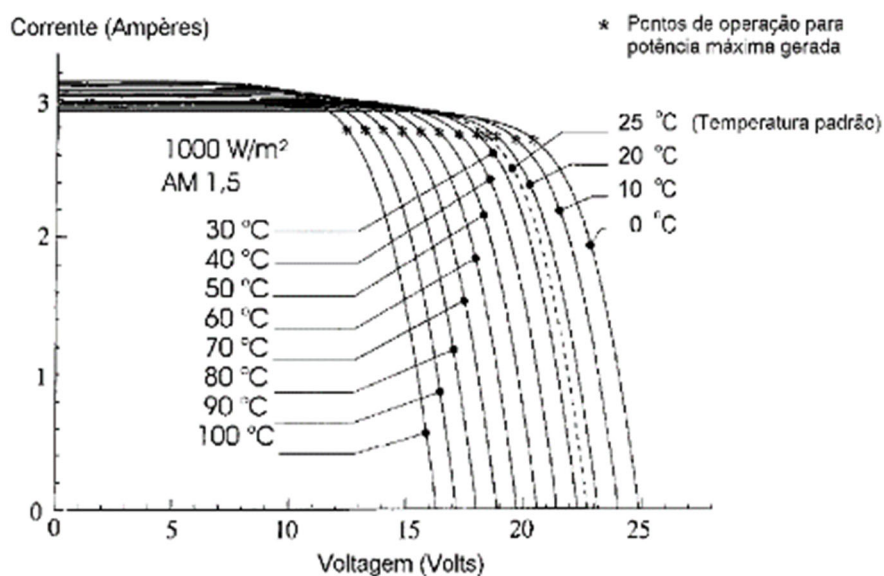


Figura 2.24 - Efeito causado pela variação da temperatura no módulo fotovoltaico.
Fonte: (CRESESB, 2006)

A potência fornecida pelo módulo fotovoltaico pode ser obtida através da curva IxV, bastando multiplicar corrente pela tensão. A máxima potência encontra-se na região chamada de joelho da curva IxV, isto é, no maior valor de tensão em que a corrente ainda permanece constante (FRONTIN *et al.*, 2017; GUIMARÃES *et al.*, 2004). Na Figura 2.25 o ponto PMP representa o ponto de máxima potência e IMP e VMP são, respectivamente, a corrente e a tensão neste ponto.

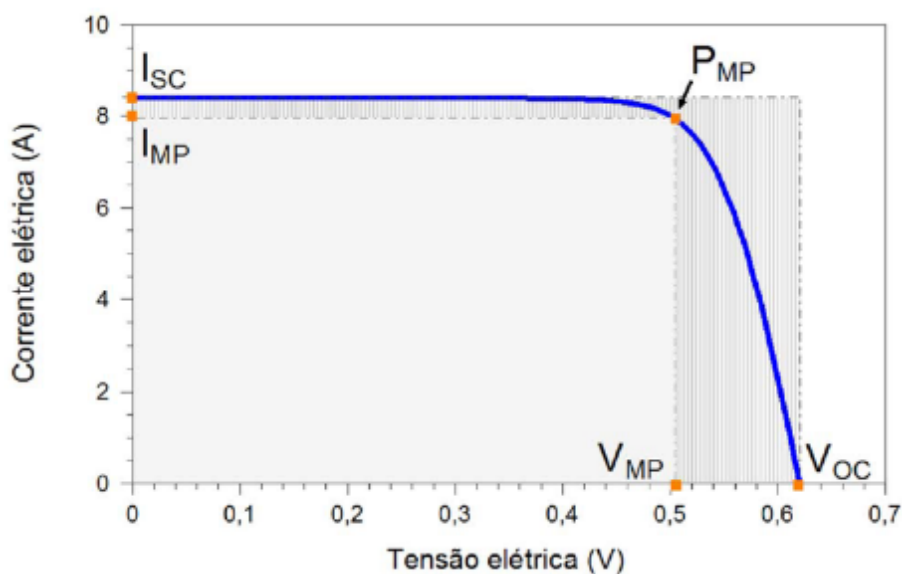


Figura 2.25 - Curva IxV com os parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico destacados
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

Esse ponto de operação ótima é difícil de ser mantido, uma vez que os módulos ficam expostos, durante condições reais de operação, a variações constantes de temperatura e irradiância, gerando variações na curva IxV e conseqüentemente no ponto de máxima potência (FRONTIN *et al.*, 2017).

Normalmente a potência do módulo fotovoltaico é dada em Wp (Watt pico), todavia utilizar somente esta informação para comparar os diferentes tipos de módulos nem sempre é o melhor caminho. A observação das curvas apresentadas e demais características técnicas informadas pelos fabricantes devem ser analisadas antes da escolha do módulo fotovoltaico para cada tipo de necessidade (CRESESB, 2006).

A eficiência da transformação fotovoltaica, ou simplesmente eficiência (η), é o parâmetro que representa a efetividade do módulo fotovoltaico em converter a energia solar em energia elétrica. Esse valor é definido como a razão entre a potência elétrica fornecida pelo módulo e a irradiação solar incidente, podendo ser calculado por:

$$\eta = \frac{I_{sc} \cdot V_{oc} \cdot FF}{A \cdot G} \cdot 100\% = \frac{P_{MP}}{A \cdot G} \cdot 100\% \quad (2.1)$$

Onde P_{MP} (W) é a potência elétrica no ponto de máximo fornecimento do painel, A (m^2) é a área efetivamente ocupada pelo material semiconductor e G (W/m^2) é a irradiância solar incidente sobre o módulo (PINHO e GALDINO, 2014).

Assim como é feito para as células fotovoltaicas, o National Renewable Energy Laboratory mantém um gráfico dos módulos fotovoltaicos com as mais altas eficiências de conversão confirmadas, entre as várias tecnologias existentes. No caso dos módulos, o registro é feito desde 1988 até o presente. Este gráfico é apresentado na Figura 2.26, sendo que, para melhor visualização, também será apresentado no Anexo B deste trabalho.

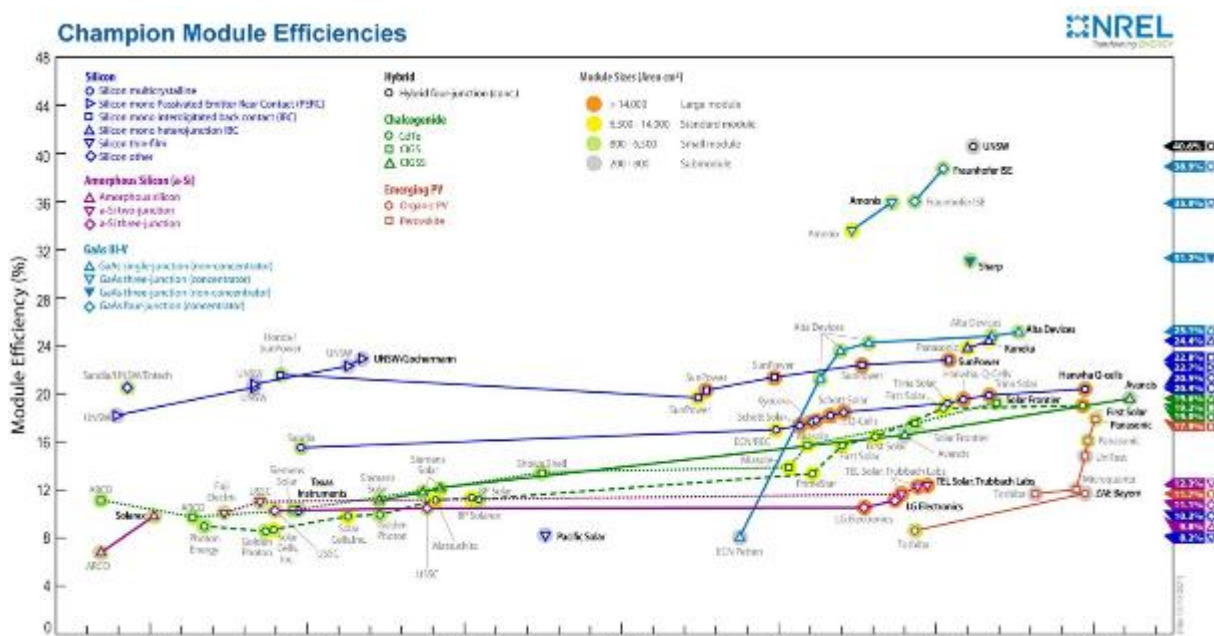


Figura 2.26 - Gráfico dos índices de conversão dos módulos fotovoltaicos
Fonte: (NREL, 2021b)

Como pode ser observado no gráfico, o dispositivo comercial como maior eficiência disponível, sem a utilização de um concentrador fotovoltaico, possui uma eficiência na faixa de 30%. Ao longo dos anos inúmeras abordagens termodinâmicas foram empregadas para calcular o limite de eficiência da célula solar.

Segundo Belghachi (2015), uma célula solar poderia ser representada, em uma análise simplista, por um motor térmico de Carnot. Neste caso, considerando a temperatura do Sol em 6000K e a temperatura ambiente é 300K, a eficiência máxima da conversão da luz solar em eletricidade seria de 95%, constituindo um limite superior para todos os tipos de conversores solares. Entretanto, Green (2002) explica que este resultado ignora diversos fenômenos que

ocorrem no funcionamento real de um sistema fotovoltaico. O autor argumenta que várias abordagens avançadas de conversão resultam em percentuais menores de eficiência máxima, algumas com resultados próximos a 78%, mas destaca que mesmo nestes casos, os percentuais são sensivelmente mais altos que a eficiência alcançada pelos módulos disponíveis atualmente no mercado.

2.3.4 Diodos de bypass e de bloqueio

Os sistemas fotovoltaicos podem utilizar diodos de duas maneiras distintas: como diodo de bypass e como diodo de bloqueio. Apesar de utilizar o mesmo componente eletrônico, os mesmos desempenham funções bem distintas em cada tipo de aplicação, resolvendo problemas comuns a quase todos os tipos de instalação. A principal função do diodo de bypass, conhecido também como diodo de passo ou de passagem, é evitar a formação pontos quentes, ou *hotspots*, nos módulos fotovoltaicos. Já o diodo de bloqueio tem a função de evitar a corrente reversa em *strings* conectadas em paralelo (CANAL SOLAR, 2020c).

Assim como as células fotovoltaicas são ligadas em série na construção dos módulos fotovoltaicos, os módulos também são conectados em série para a formação de *strings* nas plantas de geração fotovoltaica. Sendo assim, é comum em um sistema fotovoltaico termos centenas de células conectadas em série com a mesma intensidade de corrente fluindo em todos os momentos, independentemente da situação de sombreamento. Entretanto, quando apenas uma parte das células da *string* é sombreada, o nível da corrente de curto-circuito dessas células sombreadas cai, fazendo com que uma corrente que antes estivesse abaixo do nível de sua corrente de curto-circuito passe a exceder este nível, causando o sobreaquecimento da célula. Esse sobreaquecimento localizado, conhecido como *hotspot*, pode danificar estas células permanentemente. Para evitar a formação desses pontos quentes, são utilizados diodos de passo, mais conhecidos como diodos de bypass. Estes diodos servem como um caminho alternativo para a corrente, limitando a dissipação de potência nos elementos que estiverem com características elétricas diferentes dos demais. Isso é possível graças à limitação da queda de tensão reversa no módulo imposta pela tensão direta do diodo (GUIMARÃES *et al.*, 2004; CANAL SOLAR, 2020c). Esses pontos quentes podem ser detectados através de termografia, ou seja, através de imagem térmica realizada com uma câmera de luz infravermelha como demonstrado na Figura 2.27.

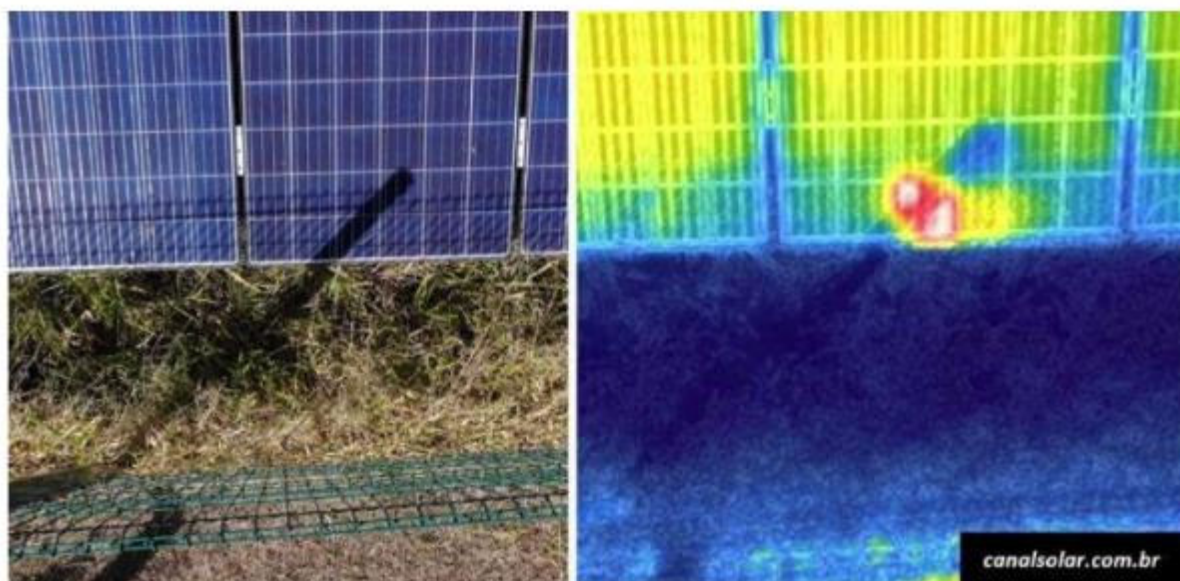


Figura 2.27 - Hotspot causado pelo sombreamento de uma célula solar.
Fonte: (CANAL SOLAR, 2020c)

Alguns fabricantes de módulos fotovoltaicos incluem os diodos de bypass em seus módulos, evitando que os projetistas tenham que especificá-los e que tenham que ser comprados separadamente. Cada diodo de bypass fica em paralelo com um certo número de células. O número total de diodos varia de acordo com o número de células por módulo. Um módulo de 72 células, por exemplo, costuma ser fabricado com um diodo de bypass para cada grupo de 24 células. Os demais módulos possuem, normalmente, uma caixa de conexões na parte posterior para a instalação destes diodos (PINHO e GALDINO, 2014; GUIMARÃES *et al.*, 2004). A Figura 2.28 mostra um esquemático de um módulo com 72 células com 3 diodos de bypass.

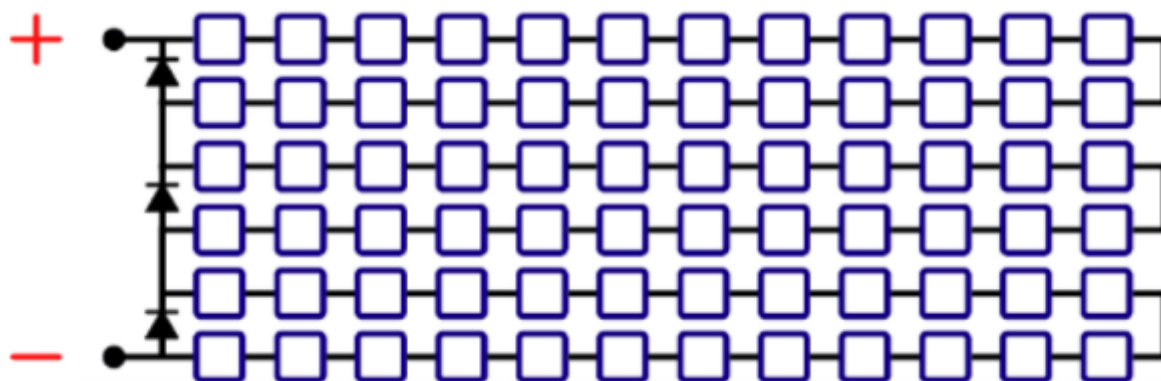


Figura 2.28 - Módulo de 72 células, com 24 células conectadas em paralelo com cada diodo de bypass.
Fonte: (CANAL SOLAR, 2020c)

Em condições normais de operação, a corrente passa por todas as células do módulo e por nenhum dos diodos de bypass. Entretanto, se uma pequena quantidade de células sofre sombreamento ou apresenta defeito, fazendo com que uma corrente superior à suportada pelas células tente fluir através das mesmas, o diodo de bypass instalado em paralelo é acionado, fazendo com que a corrente começa a fluir através dele ao invés de passar pelas células sombreadas e/ou defeituosas, fazendo com que a máxima potência dissipada sobre uma das células seja a potência do conjunto que o diodo envolve. Para isso, o diodo de bypass deve ser capaz de suportar a mesma corrente das células em operação permanente. Pode-se entender o funcionamento do diodo de bypass observando a Figura 2.29. Neste exemplo, a atuação do diodo permite que 2/3 do módulo continue funcionando e gerando energia normalmente (CANAL SOLAR, 2020c; PINHO e GALDINO, 2014).

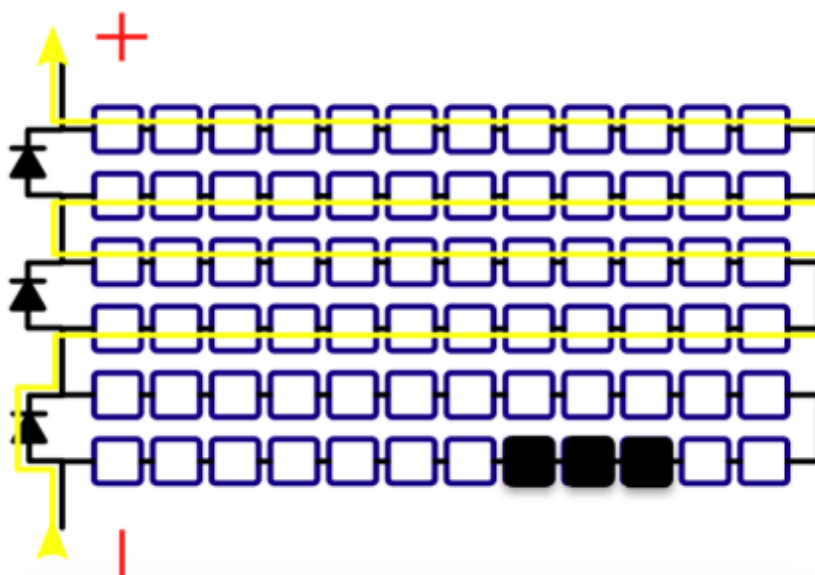


Figura 2.29 - Corrente fluindo por um módulo com um diodo de bypass acionado.
Fonte: (CANAL SOLAR, 2020c)

Um outro problema que pode ocorrer é o fluxo de corrente de um conjunto série de módulos, com tensão maior, para um conjunto com tensão menor. Para evitar esse problema utiliza-se o diodo de bloqueio em conexões de módulos ou em conjuntos série de módulos em paralelo. O diodo de bloqueio é utilizado também para impedir descargas noturnas das baterias, em sistemas que utilizam armazenamento, uma vez que os módulos podem conduzir uma corrente reversa a noite ou em períodos sem incidência de luz solar. Apesar de pequena, essa corrente contribui para a descarga das baterias (PINHO e GALDINO, 2014).

A Figura 2.30 apresenta um arranjo com 7 módulos por *string* e 4 *strings* em paralelo. Para cada *string* instala-se um diodo de bloqueio, sendo que cada diodo deve suportar a

corrente de curto-circuito produzida por pelo menos um módulo e também suportar uma tensão reversa de pelo menos duas vezes a tensão de circuito aberto de todo o arranjo (PINHO e GALDINO, 2014).

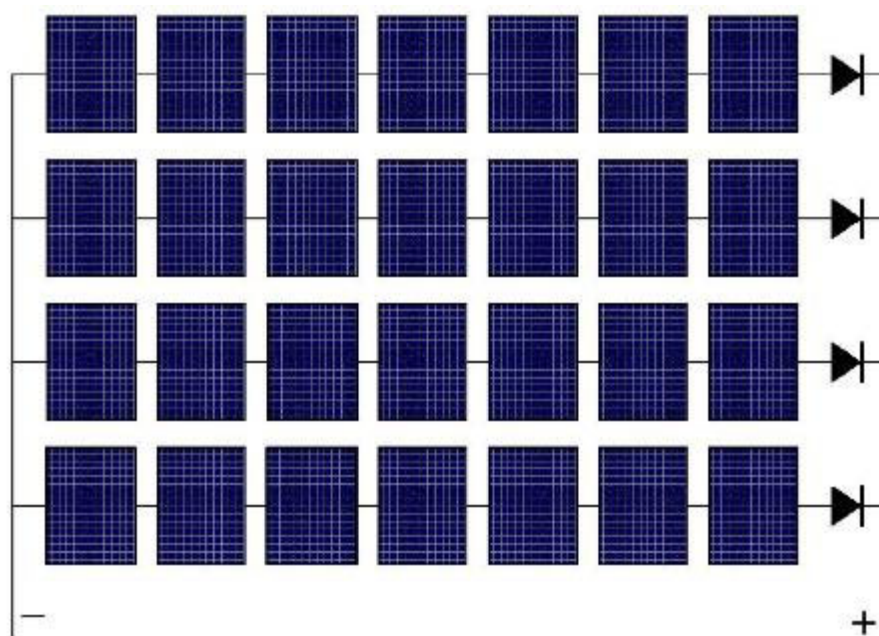


Figura 2.30 - Diagrama com 4 *strings* conectadas em paralelo usando diodos de bloqueio.
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

2.3.5 Inversores de frequência

O inversor de frequência é o componente mais complexo, do trecho entre os módulos fotovoltaicos e a rede elétrica, em um sistema fotovoltaico. Sua principal função é fornecer energia elétrica em corrente alternada a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua, garantindo amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas (FRONTIN *et al.*, 2017; PINHO e GALDINO, 2014).

A inversão da potência de corrente contínua do sistema fotovoltaico em uma potência de corrente alternada pode ser realizada através de um conjunto de chaves em estado sólido, como MOSFETs ou IGBTs, que, essencialmente, move a potência CC para frente e para trás, criando a potência CA. Estes dispositivos operam com a estratégia de controle de modulação por largura de pulso, ou PWM, permitindo um excelente controle tanto sobre a forma de onda quanto sobre o valor da tensão de saída. (FRONTIN *et al.*, 2017; PINHO e GALDINO, 2014).

Para assegurar um bom desempenho em termos de produtividade e segurança de todo o sistema, a escolha de um inversor de boa qualidade é essencial. Durante o processo de dimensionamento do inversor mais adequado para um sistema fotovoltaico, deve-se levar em consideração os níveis de tensão e corrente, eficiência de conversão, flexibilidade de instalação, durabilidade e segurança (ZILLES *et al.*, 2012).

Com relação ao tipo de aplicação em sistemas fotovoltaicos, os inversores podem ser divididos em duas categorias: Sistemas Fotovoltaicos Isolados, ou simplesmente SFIs, e Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, ou SFCRs. Além de possuir os mesmos princípios gerais de funcionamento que os inversores para SFIs, os inversores para SFCRs possuem características específicas para atender às exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede (PINHO e GALDINO, 2014).

Segundo Zilles *et al.* (2012), os inversores utilizados em SFCRs são circuitos estáticos, ou seja, não possuem partes móveis, tendo como uma das principais funcionalidades, além da conversão da potência CC em potência CA, a sincronização da saída do sistema fotovoltaico com a tensão e a frequência do ponto de conexão do inversor com a rede elétrica.

Uma funcionalidade do inversor que impacta positivamente no desempenho do sistema fotovoltaico é o rastreamento de ponto de potência máxima, conhecido pela sigla MPPT. Como visto anteriormente, o ponto de potência máxima, ou ponto MPP, é o local da curva $I \times V$ em que a tensão multiplicada pela corrente produz o valor mais elevado de potência. Sendo assim, para maximizar a geração de energia, o sistema deve se adaptar à carga, de modo que o ponto operacional sempre corresponda ao ponto de potência máxima. Para atingir este objetivo, um transformador chopper controlado é usado dentro do inversor. O MPPT então calcula, instante por instante, o par de valores tensão-corrente do sistema para o qual a potência máxima disponível é produzida (FRONTIN *et al.*, 2017).

Verificar se o sistema fotovoltaico projetado fornecerá a tensão dentro da faixa de tolerância especificada pelo fabricante de cada inversor é essencial para o bom funcionamento do sistema. Nos períodos de ocorrência das temperaturas ambientes mais baixas, a tensão de circuito aberto (V_{oc}) do sistema fotovoltaico não pode exceder a faixa de tensão de entrada do inversor. Em contrapartida, nos momentos de ocorrência das temperaturas ambientes mais elevadas, a tensão de máxima potência (V_{mp}) do sistema fotovoltaico não pode ficar abaixo da faixa de tensão de entrada do inversor (ZILLES *et al.*, 2012). A Figura 2.31 apresenta um gráfico da tensão mínima no ponto de máxima potência em função da tensão de conexão da rede.

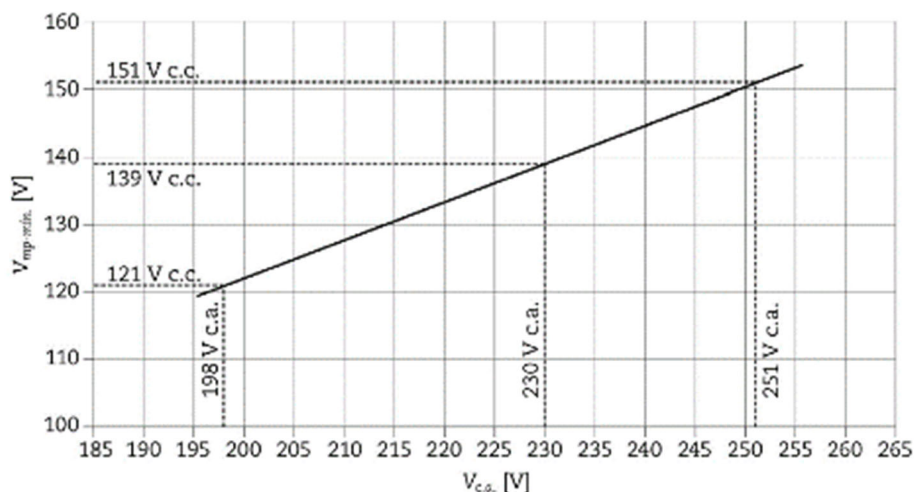


Figura 2.31 - Tensão mínima no ponto de máxima potência em função da tensão de conexão da rede

Fonte: (ZILLES *et al.*, 2012)

Uma vez que o ponto de máxima potência varia ao longo do dia, os inversores geralmente possuem um algoritmo para maximizar a energia transferida para o lado de corrente alternada. Entretanto, para proteger a integridade física do inversor, alguns desses algoritmos acabam deslocando o ponto de operação quando o inversor está submetido a sobrecargas ou temperatura excessivas (ZILLES *et al.*, 2012).

Outra função imprescindível em um inversor ligado à rede elétrica é a capacidade de se desconectar da rede caso os níveis de tensão e frequência não estiverem dentro de limites estabelecidos. Os inversores que trabalham conectados à rede contam ainda com sistemas de controle e proteção que desconectam o inversor quando a rede elétrica da concessionária falha, evitando assim a operação ilhada, também conhecida como ilhamento. Em ambos os cenários, o inversor não deve se interconectar e exportar potência até que seja registrada uma tensão e frequência apropriadas do serviço por um período de 5 minutos. Essas proteções eliminam a chance de que um sistema fotovoltaico injete tensão ou corrente em cabos desconectados e cause um risco a equipe que esteja trabalhando em serviços de manutenção (FRONTIN *et al.*, 2017; ZILLES *et al.*, 2012).

Para assegurar a qualidade dos inversores e que os mesmos tenham as funções descritas anteriormente, em especial as funções de proteção já citadas, as concessionárias responsáveis pela distribuição de energia no território nacional exigem que o inversor, que será conectado à rede elétrica, possua o certificado de conformidade ou número de registro da concessão do Inmetro para tensão nominal de conexão com a rede. Normas brasileiras desenvolvidas ao longo dos últimos anos, especificamente para sistemas fotovoltaicos, como

a ABNT NBR IEC 62116, que define os procedimentos de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, auxiliam os órgãos de certificação no cumprimento desta tarefa.

Quanto ao tipo de topologia os inversores podem ser divididos em centralizados e descentralizados. Os inversores do tipo central são aqueles em que todo o arranjo fotovoltaico está conectado em um só inversor (LOPES, 2013). Esta configuração é normalmente adotada em usinas com módulos do mesmo tipo, tendo ainda a mesma inclinação e exposição. Devido à presença de um inversor único, este layout possui uma vantagem econômica, devido à redução do investimento inicial e dos custos de manutenção (FRONTIN *et al.*, 2017). A Figura 2.32 apresenta um esquemático de usina com inversor único.

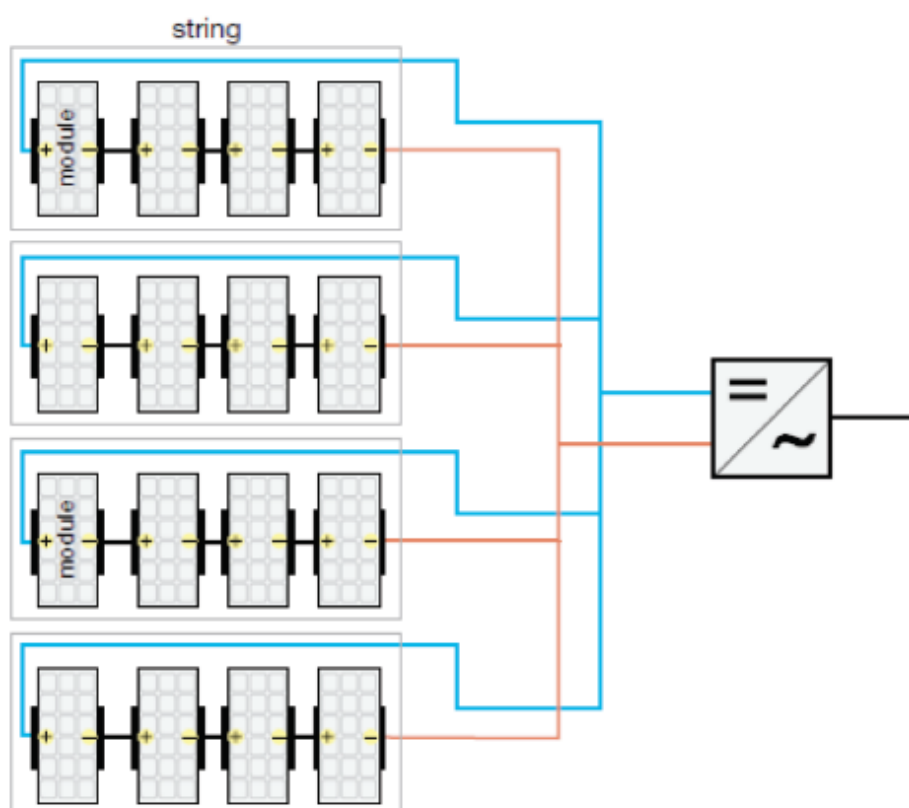


Figura 2.32 - Usina com inversor único
Fonte: (FRONTIN *et al.*, 2017)

Em contrapartida, a falha do inversor causa a interrupção da produção de todo o sistema fotovoltaico. Outra desvantagem da configuração com um inversor único é que se torna uma solução não muito adequada para aumentar o tamanho e, conseqüentemente, a potência de pico de um sistema fotovoltaico, pois o limite passa a ser a maior potência disponível dos inversores comercializados no mercado. Além disso, esse layout aumenta o problema de proteção contra sobrecorrentes e os problemas relacionados aos sombreamentos

que ocorrem quando a irradiação nos painéis não é a mesma em todo o sistema (FRONTIN *et al.*, 2017).

Já em sistemas fotovoltaicos cuja a topologia utiliza inversores descentralizados, cada *string* é diretamente conectada a seu próprio inversor, operando em seu próprio ponto de máxima potência. No caso de falha de um dos inversores, apenas uma parte do sistema é comprometida, aumentando a confiabilidade. Além disso, cada inversor fornece diretamente o diagnóstico sobre a produção, provendo ainda a proteção contra sobrecorrentes e sobretensões de origem atmosférica no lado CC, aumentando ainda mais a confiabilidade. Contudo este layout aumenta os custos de instalação e manutenção. Outra vantagem deste layout é a possibilidade de usar módulos com diferentes características, em diferentes *strings*, aumentando a eficiência e confiabilidade da usina. (LOPES, 2013; FRONTIN *et al.*, 2017) A Figura 2.33 mostra um esquemático de uma usina fotovoltaica com um inversor para cada *string*.

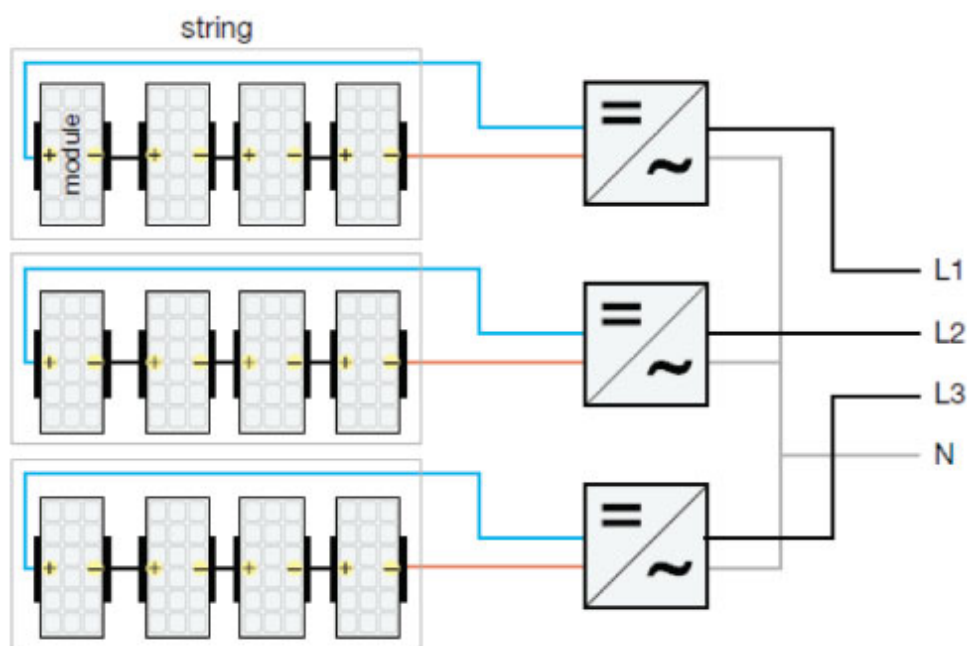


Figura 2.33 - Usina com um inversor para cada *string*
Fonte: (FRONTIN *et al.*, 2017)

Segundo Zilles *et al.* (2012), que avaliou a eficiência de 4 fabricantes de inversores, a eficiência de conversão entre os inversores não diferenciou em 2% no ponto de máxima potência. O autor concluiu que a marca do inversor não causa diferença significativa na energia elétrica gerada e disponibilidade a rede, ressaltando que as diferenças de eficiência

existentes entre as marcas e modelos dos módulos fotovoltaicos geram alterações mais significativas na performance do sistema.

2.3.6 *Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI)*

Sistemas autônomos, não conectados à rede elétrica, podem ou não apresentar fontes de energia complementares à geração fotovoltaica. Quando a configuração não se restringe à geração fotovoltaica, tem-se os sistemas híbridos. Se o sistema é puramente fotovoltaico, então ele é chamado de sistema fotovoltaico isolado ou pela sigla SFI.

Os sistemas fotovoltaicos isolados, em geral, necessitam de algum tipo de armazenamento. Este armazenamento pode ser feito através de baterias, principalmente quando se deseja utilizar aparelhos elétricos nos períodos em que não há geração fotovoltaica, ou através de outras formas de armazenamento de energia. Um sistema de bombeamento de água para armazenamento em tanques elevados pode ser citado como uma forma de armazenamento alternativa, onde a energia solar estará armazenada em forma de energia potencial gravitacional. A bateria também funciona como uma referência de tensão CC para os inversores instalados no sistema fotovoltaico isolado (PINHO e GALDINO, 2014; CRESESB, 2006).

Estes sistemas são normalmente utilizados em aplicações no meio rural e em atendimento às comunidades isoladas, onde a interligação da rede não é feita por questões técnicas e econômicas. A eletricidade gerada pelos sistemas fotovoltaicos isolados é utilizada, na maior parte dos casos, para iluminação, refrigeração, bombeamento de água, eletrificações de cercas para criação animal, refrigeração de vacinas e remédios em postos de saúde, além da alimentação de outras cargas de baixo consumo de energia (CRESESB, 2006; LOPES, 2013).

No início dos anos 2000, devido principalmente aos incentivos para a universalização da energia elétrica, em especial através do Programa Luz para Todos, pequenos sistemas fotovoltaicos foram utilizados por várias distribuidoras, que atendem às zonas rurais do Brasil, como fonte de energia para atender a comunidades muito distantes dos centros urbanos. Nestes locais, os custos elevados para a interligação com a rede fazem com que esta seja a única solução economicamente viável para atender a população (BLUESOL, 2019b).

Já no âmbito das aplicações técnicas, o fornecimento de energia para as estações repetidoras de telecomunicações, sinalização náutica, como faróis e boias de navegação, sinalização rodoviária e telefones de socorro rodoviários, sinalização ferroviária, estações de

monitoramento ambiental, proteção catódica contra corrosão de estruturas metálicas como oleodutos, gasodutos, torres de linhas de transmissão, e aplicações militares/policiais como instalações de acampamentos, postos avançados, postos de fronteira etc., são exemplos práticos do uso de sistemas fotovoltaico isolados (LOPES, 2013; CRESESB, 2006).

Os sistemas isolados podem ser implementados através de várias configurações, dividindo-se basicamente pela característica da carga e pela presença ou não de um sistema de armazenamento. Quanto as cargas, os sistemas isolados se dividem em carga CC (corrente contínua) e carga CA (corrente alternada) (GUIMARÃES *et al.*, 2004).

Nos sistemas que alimentam cargas CC sem armazenamento a energia elétrica é usada no momento da geração por equipamentos que operam em corrente contínua. Um sistema de bombeamento de água com bombas fabricadas com motor de corrente contínua são um exemplo deste tipo de sistema, podendo incorporar ainda um seguidor do ponto de máxima potência para otimizar o funcionamento da bomba. Nos casos em que se deseja usar equipamentos elétricos, em corrente contínua, mesmo em momentos onde o sistema fotovoltaico não está gerando energia, como no período da noite, faz-se necessário que a energia elétrica seja armazenada em baterias. Exemplos comuns desta necessidade são iluminação, rádio, televisão e sistemas de comunicação, dentre outros. Em sistemas que alimentam cargas CC com armazenamento, é comum o uso de controlador de carga com o objetivo de proteger as baterias de danos por sobrecarga ou descarga profunda (GUIMARÃES *et al.*, 2004).

De forma análoga, pode-se usar equipamentos que operem em corrente alternada sem o uso de baterias, bastando para isso a instalação de um inversor entre o arranjo fotovoltaico e o equipamento a ser usado, conforme demonstrado no diagrama esquemático da Figura 2.34. Um exemplo desta aplicação é quando se deseja utilizar bombas com motores convencionais, como para irrigação ou bombeamento de água para armazenamento.

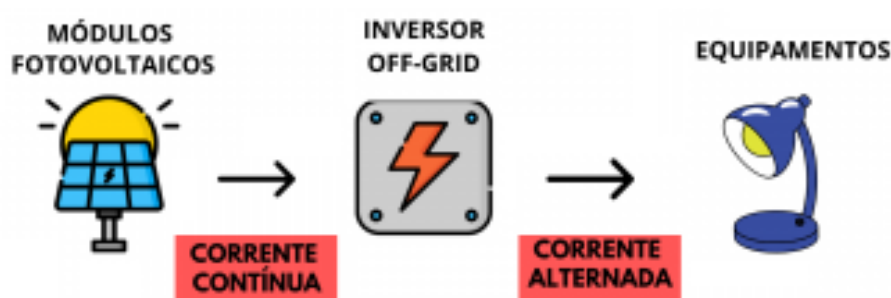


Figura 2.34 - Sistema isolado sem armazenamento para alimentação de cargas CA.
Fonte: Adaptado de (ENERGÊS, 2020)

O sistema com carga em CA com armazenamento é equivalente ao acima descrito, porém com o uso de banco de bateria. A adição deste sistema de armazenando traz mais confiabilidade energética e flexibilidade, uma vez que a energia pode ser utilizada a qualquer momento. Um caso típico de aplicação destes sistemas é no fornecimento de energia para residências isoladas que façam uso de eletrodomésticos convencionais (LOPES, 2013; GUIMARÃES *et al.*, 2004). O diagrama esquemático desta configuração pode ser visto na Figura 2.35.

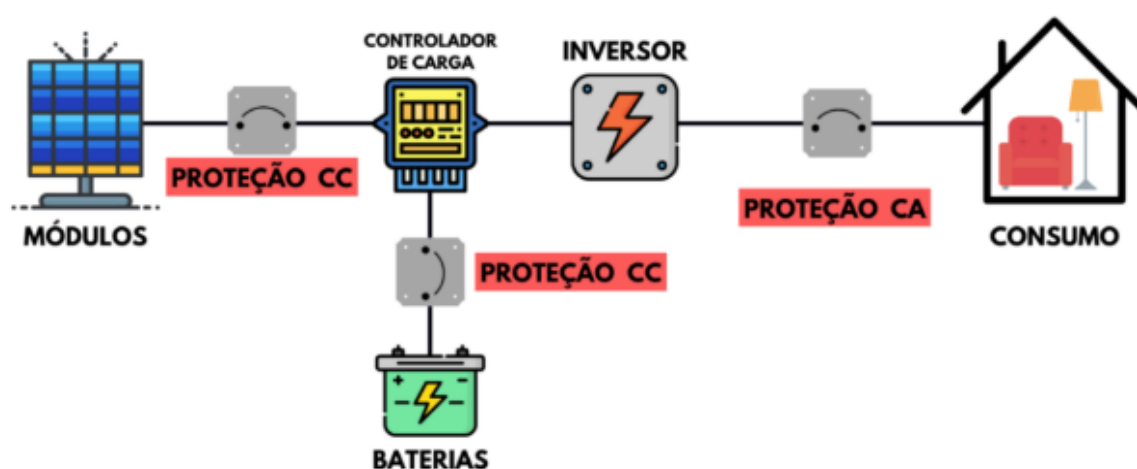


Figura 2.35 - Sistema isolado com armazenamento para alimentação de cargas CA.
Fonte: Adaptado de (ENERGÈS, 2020)

Os sistemas fotovoltaicos isolados híbridos são mais uma opção de configuração dentre as muitas disponíveis para os SFIs. Estes sistemas são compostos por mais de uma forma de geração de energia, como por exemplo, grupo gerador a diesel, aerogeradores e geradores fotovoltaicos e, por serem mais complexos, necessitam de algum tipo de controle capaz de integrar os vários geradores, de forma a otimizar a operação para o usuário. A Figura 2.36 mostra uma das configurações possíveis para estes sistemas, mas existem muitas outras dependendo das tecnologias envolvidas e das estratégias de uso de cada delas (PINHO e GALDINO, 2014).

Geralmente os sistemas híbridos são utilizados no atendimento de um número maior de usuários, tornando-se sistemas de médio a grande porte. Com a evolução dos sistemas de controle e proteção, a geração híbrida pode ser composta tanto por sistemas de geração em corrente contínua quanto por sistemas em corrente alternada ou ainda, por ambos. Devido à grande complexidade de arranjos e multiplicidade de opções, a forma de otimização do sistema torna-se um estudo particular para cada caso.



Figura 2.36 - Exemplo de sistema híbrido.
Fonte: (CRESESB, 2006)

2.3.7 *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCR)*

As primeiras aplicações terrestres da tecnologia fotovoltaica ocorreram principalmente com sistemas isolados, mas a partir do final da década de 1990 a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede passou a ocupar lugar cada vez mais expressivo entre as aplicações da tecnologia fotovoltaica (ZILLES *et al.*, 2012). Segundo IEA (2010), sistemas fotovoltaicos conectados à rede atingiram, no ano de 2006, aproximadamente 90% da potência total instalada.

Devido ao fato de um SFCR ser conectado diretamente à rede elétrica, o uso de armazenadores de energia torna-se desnecessária. Dependendo do dimensionamento, o sistema de acumulação pode limitar a geração de energia nos momentos em que os acumuladores estiverem completamente cheios e não houver carga para consumir a energia gerada. A conexão com a rede pode ser encarada como um acumulador infinito de energia. Conseqüentemente, além de economizar na compra dos acumuladores, a conexão com a rede aumenta o desempenho dos sistemas conectados, diminuindo com isso o custo da energia gerada, uma vez que esta é inteiramente aproveitada de alguma forma. Estes sistemas ainda representam uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual estão conectados (ZILLES *et al.*, 2012; LOPES, 2013).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser centralizados, formados por grandes unidades de geração e normalmente distantes dos grandes centros consumidores, ou descentralizados, conhecidos também pelo termo geração distribuída (ZILLES *et al.*, 2012).

No âmbito da geração centralizada de energia elétrica, a tecnologia solar fotovoltaica vem confirmando a expectativa de queda dos preços no Brasil com uma velocidade surpreendentemente alta, diminuindo as dificuldades de implementação desta tecnologia de forma maciça por falta de competitividade econômica, quando comparados com as outras tecnologias de geração centralizada (EPE, 2019).

A geração solar centralizada no Brasil, assim como as demais tecnologias, é contratada por meio de leilões de energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), e soma 4,4 GW em capacidade instalada no país, com metade desse volume já em operação em janeiro de 2020. Empresas de inteligência de mercado e desenvolvimento de projetos para o setor solar estimam que os projetos de energia solar fotovoltaica já contratados pelo governo federal deverão movimentar R\$ 9,5 bilhões em investimentos até 2025 (PORTAL SOLAR, 2020). A Figura 2.37 mostra um SFCR centralizado.



Figura 2.37 - SFCR centralizado.
Fonte: (PORTAL SOLAR, 2020)

Já a geração fotovoltaica descentralizada está incluída no conceito de geração distribuída, que pode ser definida como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (EPE, 2018c).

Esta é uma definição para geração distribuída, entretanto não existe uma definição global, precisa e unívoca. Para o International Council on Large Electric Systems (CIGRÉ), a geração distribuída engloba potências menores que 50 MW e é usualmente conectada à rede de distribuição, sendo uma forma de geração planejada e despachada de modo descentralizado, sem haver um órgão que comande suas ações. Já segundo o Institute of

Electrical and Electronics Engineers (IEEE), a geração distribuída é definida como uma forma de geração de energia que ocorre a partir de unidades de geração de pequeno porte conectadas ao sistema de distribuição e próximas ao consumo. Por sua vez, o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) define a geração distribuída como a geração que é realizada próxima ao consumidor, independentemente de sua potência, tecnologia ou recurso energético utilizado (ZILLES *et al.*, 2012).

Independente da definição adotada, o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil obteve um avanço quando foi mencionada na Lei nº 10.848/04 como uma das possíveis fontes de geração de energia. Já o detalhamento apresentado no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, fez com que as empresas distribuidoras enxergarem na geração distribuída uma forma de mitigar riscos de planejamento, mudando o posicionamento até então contrário a implantação deste tipo de geração. Mas foi a partir da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, em vigor desde 17 de abril de 2012, que o consumidor brasileiro pôde gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada de forma legalizada e com regras bem definidas, podendo inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade (ZILLES *et al.*, 2012; ANEEL, 2015)

A Figura 2.38 apresenta um esquema simplificado da configuração de um sistema fotovoltaico descentralizado conectado à rede elétrica. Cabe salientar que os sistemas precisam ser homologados antes que entrem em operação. A homologação constitui-se de um procedimento padrão em que a distribuidora de energia realiza a fiscalização do sistema solar instalado em determinado imóvel, verificando se ele possui as especificações estabelecidas nas normas de segurança (PORTAL SOLAR, 2021).

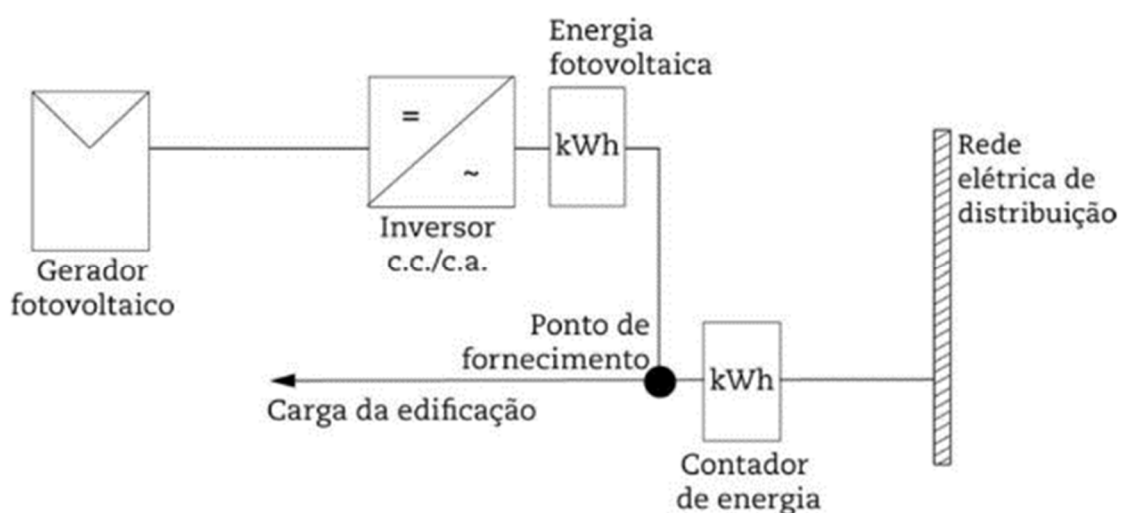


Figura 2.38 - Diagrama esquemático de um SFCR descentralizado.

Fonte: (ZILLES *et al.*, 2012)

Os sistemas fotovoltaicos distribuídos podem ser instalados de forma integrada a arquitetura de uma edificação, tanto no telhado quanto na fachada de um prédio e, conseqüentemente, junto ao ponto de consumo, conforme exemplificado na Figura 2.39. Tendo em vista que o medidor existente no consumidor contabiliza somente a energia adquirida da rede pela edificação, é necessário incluir um segundo contador de kWh para quantificar a energia fotovoltaica injetada na rede, normalmente instalado entre o inversor e o ponto de conexão da concessionária de distribuição de eletricidade. Outra opção é a retirada do medidor existente e a instalação de um medidor bidirecional, capaz de descontar a energia consumida quando a produção fotovoltaica for superior à demanda da edificação. O faturamento ou compensação da energia gerada por um SFCR depende da negociação entre o proprietário e a empresa concessionária, baseada na regulamentação específica vigente no momento da efetivação da conexão (ZILLES *et al.*, 2012).



Figura 2.39 - Exemplo de um SFCR descentralizado.
Fonte: (JANNUZZI, VARELLA e GOMES, 2009)

A Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, alterada pela Resolução Normativa ANEEL n. 517, de 11 de dezembro de 2012, implementou o sistema de compensação de energia elétrica para geração distribuída, incluindo os SFCRs. Este sistema estabelece que a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa

dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda (ANEEL, 2012).

Segundo Zilles (2012), o potencial brasileiro de uso de SFCRs, demonstrado tanto pelos projetos já executados quanto pelos que estão em fase de planejamento e execução, expõe a necessidade de ações para ajudar na consolidação dessa aplicação, tornando-a uma fonte de eletricidade competitiva e sustentável.

2.4 Sistemas fotovoltaicos flutuantes

Os sistemas fotovoltaicos flutuantes podem ser definidos como uma tecnologia solar que envolve a montagem de módulos fotovoltaicos sobre corpos de água naturais ou artificiais, ao invés da instalação tradicional sobre o solo. Esses sistemas podem ser instalados em lagoas, lagos, reservatórios, canais, barragens, oceanos, entre outros, e evitam a implantação de painéis em terra aproveitável (AHLERT, 2017).

Segundo Choi (2014), os Sistemas fotovoltaicos flutuantes podem substituir os sistemas instalados sobre áreas de florestas, áreas agrícolas e construções. Ainda de acordo com o autor, uma instalação fotovoltaica flutuante consiste de sistema de flutuação, sistema de ancoragem e amarração, o próprio sistema fotovoltaico e cabos de energia, como pode ser visto na Figura 2.40.

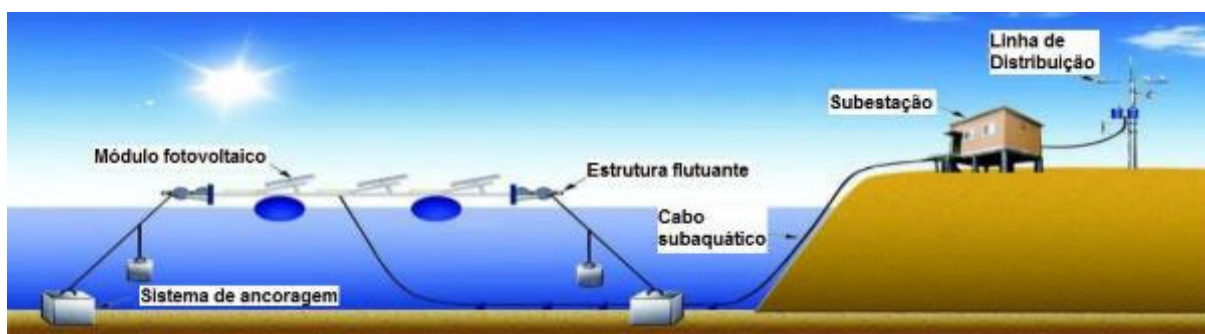


Figura 2.40 - Esquema geral de um sistema fotovoltaico flutuante.
Fonte: Adaptado de (CHOI, 2014)

A partir de 2007, sistemas de produção de energia elétrica através de módulos fotovoltaicos instalados em plataformas flutuantes começaram a surgir em alguns países desenvolvidos, principalmente para fins de irrigação, motivados pelo aumento da demanda de

energia trazida pelos modernos sistemas de irrigação e agricultura. Além da própria energia produzida, este tipo de configuração traz benefícios também para os corpos de água onde são instalados, através da redução na evaporação da água e da diminuição do crescimento de algas, este último devido à redução da penetração da luz solar no corpo de água. Outro benefício relatado na maioria dos casos, foi a ligeira melhora do rendimento elétrico dos sistemas fotovoltaicos flutuantes, se comparado aos sistemas instalados em solo. Essa melhoria se deve provavelmente ao arrefecimento provocado pela proximidade dos módulos com a superfície da água, causando resultado similar ao efeito observado por Bahaidarah (et al, 2013) ao testar um painel que estava em contato direto com a água (SILVÉRIO, 2018).

O projeto pioneiro de usina flutuante fotovoltaica de larga capacidade foi instalado em 2008 na vinícola Far Niente, na região de Napa Valley nos Estados Unidos, sobre uma barragem utilizada para irrigação da fazenda, motivada pela necessidade de geração elétrica para abastecer toda a vinícola sem que fosse perdido um grande espaço de terra cultivável. O sistema original continha 994 módulos solares flutuantes que totalizam uma potência de 175 kW (AHLERT, 2017; FAR NIENTE WINERY, 2016).

Desde o primeiro projeto até 2014, somente 3 usinas flutuantes tinham sido construídas. Entretanto, ao longo dos três anos seguintes, este número subiu para 70 sistemas ao redor do mundo (MINAMINO, 2016). A Figura 2.41 mostra as usinas fotovoltaicas flutuantes existentes ao redor do mundo em dezembro de 2018, divididas em cinco categorias: menores que 2 MWp, entre 2 e 3 MWp, entre 3 e 5 MWp, entre 5 e 15 MWp, e maiores que 15 MWp. Percebe-se que a maioria das instalações são sistemas pequenos, com capacidades abaixo de 3 MWp. No entanto, o número de grandes sistemas tem aumentado significativamente desde 2017 e esta tendência deve continuar, com muitos projetos fotovoltaicos flutuantes maiores que 10 MWp em desenvolvimento. As 13 maiores usinas do mundo, com capacidade instalada acima de 15 MWp, respondem por mais de 70 % de toda a capacidade instalada (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2019b).

Os dados de mercado obtidos até dezembro de 2018 sugerem que, com a instalação dos grandes sistemas fotovoltaicos dos últimos anos, a China consolidou-se como o líder de mercado fotovoltaico flutuante com capacidade instalada de mais de 950 MWp, representando cerca de 73% do total no mundo. O restante da capacidade instalada está distribuída principalmente entre o Japão, com cerca de 16%, a República da Coreia, com cerca de 6%, Taiwan e China, com cerca de 2%, o Reino Unido, com cerca de 1% (cerca de 1 por cento), enquanto o resto do mundo contabiliza apenas 2% do total (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2019b).

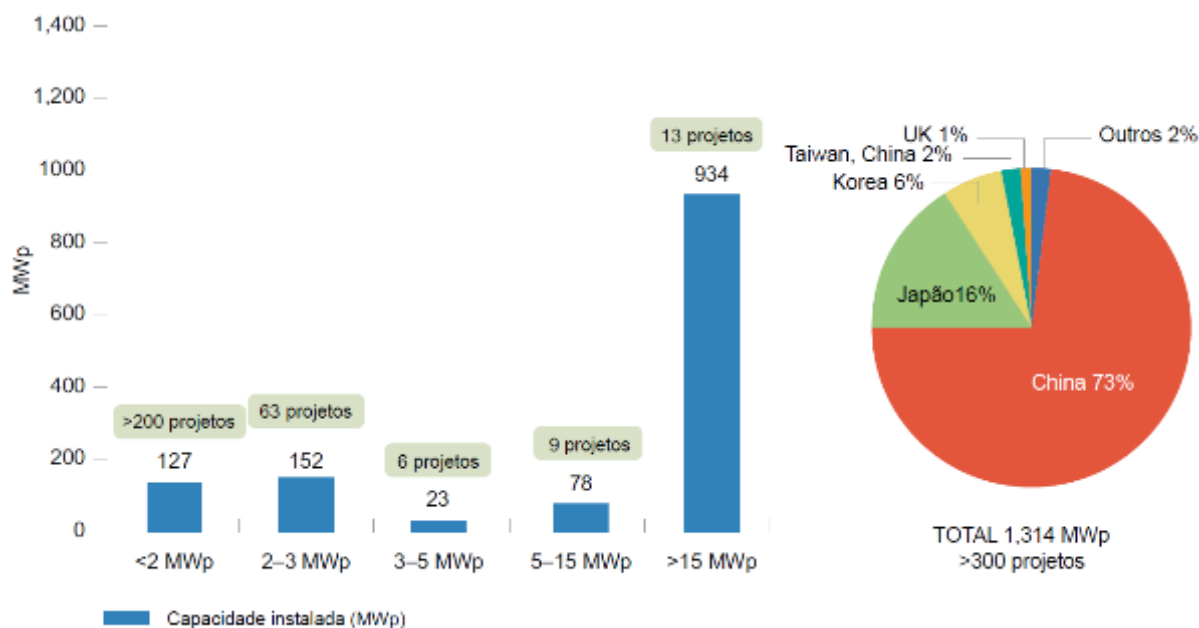


Figura 2.41 - Distribuição das usinas fotovoltaicas flutuantes de acordo com o porte, em dezembro de 2018.
Fonte: Adaptado de (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2019b)

Em março de 2016 foi iniciado o primeiro projeto piloto de usina fotovoltaica flutuante no Brasil, localizada no município de Presidente Figueiredo, a 107 km de Manaus, onde foram instalados 64 m² de módulos fotovoltaicos, com o objetivo de ampliação para 5 MW até a conclusão da instalação (LOPES e JUNIOR, 2016).

Já o primeiro empreendimento envolvendo um sistema fotovoltaico flutuante em território rural no Brasil foi concluído em setembro de 2017 e tem capacidade de 305 kWp. Este sistema foi desenvolvido pela empresa Ciel & Terre Internacional e está localizado em uma lagoa de acumulação de águas pluviais localizada em Cristalina, no estado de Goiás. A Ciel & Terre Internacional também está envolvida no desenvolvimento de outras duas usinas fotovoltaicas flutuantes de 4,99 MWp cada, uma em Balbina, na região amazônica, e outra em Sobradinho, no estado da Bahia. A primeira fase desses dois projetos teve início em 2016, quando 1 MWp, em cada, foi instalado próximo às usinas hidrelétricas de Balbina e Sobradinho (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2019b).

De acordo com a EPE (2020c), o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2029 indica que a expansão prevista para a geração fotovoltaica centralizada neste horizonte é de 7 GW, superando 10 GW de capacidade instalada ao final do período. Já em relação a geração distribuída, a empresa afirma que o PDE 2029 indica que a tecnologia fotovoltaica apresenta maior potencial de penetração, com capacidade instalada estimada de cerca de 10 GW em 2029.

Os resultados obtidos através dos recentes projetos-pilotos nacionais baseados no uso da tecnologia fotovoltaica flutuante em usinas hidrelétricas terão extrema importância para a expansão desta alternativa, pois os benefícios desta tecnologia ainda são pouco estudados e sua divulgação trará maior visibilidade para esse tipo de projeto (EPE, 2020c).

2.4.1 Comparação com Sistemas Baseados em Terra

Os sistemas fotovoltaicos flutuantes apresentam diversas vantagens quando comparados aos sistemas instalados em terra. Uma destas vantagens é o aumento de eficiência de geração devido ao resfriamento dos módulos causado pela proximidade com a superfície da água. Sua maior eficiência também se dá pela ausência de sombreamento e pela refletividade natural da superfície da água. Outra vantagem é a facilidade de acesso e disponibilidade de água para limpeza dos painéis, com o excesso escoando de volta ao corpo d'água. Quanto as estruturas de sustentação dos módulos, as plataformas flutuantes atuais destacam-se por serem 100% recicláveis, utilizando polietileno de alta densidade para que possam suportar raios ultravioleta e corrosão (SAHUA, YADAVB e SUDHAKAR, 2016; AHLERT, 2017).

Como citado anteriormente, uma das diferenças mais apontadas entre os sistemas está relacionada a performance. Para uma análise comparativa do desempenho de geração de um sistema fotovoltaico flutuante com um instalado em terra, Choi (2014) realizou experimentos empíricos com a geração de dois sistemas instalados na Coreia do Sul, compostos de módulos solares equivalentes e instalados em datas próximas, para garantir que suas eficiências de geração fossem compatíveis. Os sistemas escolhidos tinham entre si uma distância de 60 quilômetros, estando o flutuante instalado no condado de Hapcheon e o terrestre no condado de Haman, fazendo com que ambos estivessem sob condições meteorológicas similares, incluindo a temperatura ambiente e irradiação solar. Como resultado, o autor expôs valores que demonstraram uma eficiência quase 11% superior da geração do sistema flutuante em comparação ao terrestre (AHLERT, 2017; CHOI, 2014)

Choi (2014) também realizou a comparação do primeiro sistema fotovoltaico flutuante da Coreia, construído no reservatório Juam Dam em agosto de 2009, com uma planta fotovoltaica terrestre construída próximo ao local em 2012. Tanto o sistema flutuante quanto o terrestre são compostos por doze módulos de 200W fixados com um ângulo de inclinação de 11°. A análise foi realizada com base nos dados adquiridos durante o período de janeiro a julho de 2012. Os resultados apresentados pelo autor demonstram que o fator de capacidade

do sistema flutuante em maio foi 15,39% maior do que o sistema terrestre. Além disso, o fator de capacidade médio do sistema flutuante de janeiro a julho foi de 14%, enquanto a do terrestre foi de 13%, o que significa um ganho médio de 7,6% no período. O desempenho superior do sistema flutuante foi atribuído à redução da temperatura de operação do módulo instalado próximo a superfície da água quando comparada com temperatura de operação do modelo instalado em solo. O autor concluiu que tal redução de temperatura, que foi medida durante o período e apresentada no estudo, ocorreu devido ao efeito de arrefecimento nos módulos causado pela proximidade com a superfície da água, ocorrência que manteve as temperaturas de operação dos módulos mais baixas (CHOI, 2014; SILVÉRIO, 2018).

Segundo Silvério (2018), Sacramento et al. (2015) também analisou o aumento da eficiência dos módulos flutuantes em comparação com módulos em terra, expostos as condições climáticas encontradas na região semiárida do Brasil. O experimento foi realizado no Laboratório de Energias Alternativas (LEA) da Universidade Federal do Ceará (UFC), onde um tanque de água de 12.000 litros foi utilizado para o teste do módulo. Os resultados apresentados demonstraram um ganho de eficiência do módulo flutuante em relação ao terrestre variando entre 9,52% e 14,5%, com média de 12,5%. Quanto as temperaturas obtidas, observou-se que na superfície frontal do módulo flutuante as temperaturas ficaram em média 17,64° C menores do que na superfície do módulo terrestre. Já na superfície traseira, esta variação foi de 20,76° C.

A questão fundiária também ganha destaque ao analisar as vantagens e diferenças dos sistemas fotovoltaicos flutuantes em comparação aos terrestres. Como esses sistemas são instalados em corpos d'água, não competem por terras com produtos agrícolas, industriais, ou projetos residenciais. Além disso, frequentemente é mais fácil encontrar locais próximos a áreas densamente povoadas, diminuindo com isso os custos e perdas com a transmissão da energia elétrica gerada. Outra vantagem refere-se ao processo de licenciamento, uma vez que os corpos d'água muitas vezes têm um único proprietário, tornando este processo menos complicado quando comparado a empreendimentos que ocupam áreas com múltiplos proprietários. Essas vantagens impactam diretamente também nos custos de arrendamento das áreas para implementação dos empreendimentos, devido as restrições de utilização dos corpos d'água, quando comparados ao solo (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2019b).

Ainda pode-se citar o fácil acesso a água para limpeza dos módulos e o menor risco de roubo ou vandalismo dos módulos e demais equipamentos, como vantagens observadas nos sistemas fotovoltaicos flutuantes. A redução da evaporação e a melhoria da qualidade da água também entram no rol de vantagens dos sistemas flutuantes e serão abordadas com mais

profundidade no tópico que fala sobre sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidrelétricas (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2019b).

Entretanto, os sistemas fotovoltaicos flutuantes não apresentam somente vantagens. A necessidade de um sistema de ancoragem e amarração adequada para o arranjo, fazendo com que os módulos fiquem sempre voltados para a orientação definida no projeto, não sendo afetados pela força dos ventos nem pela movimentação da água, pode ser citado como um dos principais desafios na implementação destes sistemas. Outra preocupação refere-se a corrosão provocada pelo contato constante com a água, fazendo com que a escolha dos materiais tenha que ser feita de forma criteriosa. A instalação dos módulos pode causar ainda restrições no uso múltiplo da água dos reservatórios, como na navegação, recreação e pesca, por exemplo. Fora as desvantagens apresentadas, cabe salientar que a adição dos conjuntos de flutuadores também aumenta os custos de instalação (STRANGUETO, 2016).

Com relação ao custo, Ahlert (2017) afirma que os sistemas fotovoltaicos flutuantes são competitivos quando comparados a aplicações convencionais. Segundo a autora, o cálculo realizado por Sahu, Yadav e Sudhakar (2016) concluiu que o tempo de retorno do investimento de uma planta flutuante é de, somente, 5 anos, com vida útil de 25 a 30 anos. Este cálculo foi realizado para um sistema de 4.000 módulos totalizando 1 MW de capacidade, utilizando a equação 2.2, abaixo apresentada.

$$\text{Tempo de retorno} = \frac{\text{Custo total do sistema FV incluindo equipamentos auxiliares}}{\text{Custo anual total economizado após instalação do sistema FV}} \quad (2.2)$$

Dessa forma, todas as vantagens, restrições e desvantagens devem ser consideradas ainda na fase da análise da viabilidade técnica e econômica dos projetos, evitando surpresas desagradáveis durante a implementação dos empreendimentos.

2.4.2 Componentes de Sistemas Flutuantes

O layout geral de um sistema fotovoltaico flutuante é semelhante à de um sistema fotovoltaico terrestre, exceto o fato de que os arranjos fotovoltaicos e, muitas vezes, os inversores serem montados sobre uma plataforma flutuante. A energia gerada em corrente contínua (CC) pelos módulos fotovoltaicos é coletada pelas *stringboxes* e direcionada para os inversores, para ser convertida em corrente alternada (CA). Em sistemas flutuantes de pequeno porte, localizados próximos do solo, onde a distância do arranjo a margem do corpo

d'água seja curta, é possível colocar os inversores em terra. De outra forma, flutuadores especialmente concebidos para as centrais ou inversores de *string* são usualmente utilizados para manter os inversores próximos ao arranjo. O sistema de flutuadores, junto com seu respectivo sistema de ancoragem e amarração, é parte integrante de qualquer instalação fotovoltaica flutuante (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2018).

A plataforma flutuante, ou sistema de flutuadores, pode ser definida como uma estrutura com flutuabilidade suficiente para suportar os módulos fotovoltaicos e demais equipamentos elétricos sobre a água, bem como para suportar o trânsito de pessoas durante a construção e durante os serviços de operação e manutenção do sistema fotovoltaico. Ao longo dos anos, diversos sistemas fotovoltaicos flutuantes foram implementados utilizando estruturas metálicas, como quadros e treliça, para suportar os painéis fotovoltaicos, da mesma forma como nos sistemas baseados em terra. Estas estruturas sofriam adaptações para que pudessem ser fixados em flutuadores concebidos para outras aplicações, como mostrado na Figura 2.42 (AHLERT, 2017).



Figura 2.42 - Estrutura adaptada para apoio e fixação de módulos fotovoltaicos
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

Entretanto, atualmente a maioria das usinas fotovoltaicas flutuantes de grande escala são implantadas usando flutuadores concebidos especificamente para esta finalidade, produzidos geralmente com polietileno de alta densidade (HDPE) devido à sua alta resistência à tração, corrosão e raios UV. O poliestireno expansível também pode ser utilizado com enchimento nos flutuadores, para evitar problemas devido a perfuração dos mesmos. Algumas

empresas se especializaram em fabricar estes flutuadores exclusivamente projetados para fins de construção de usinas flutuantes, como a empresa Isigenere Renováveis, fabricante dos flutuadores denominados Isifloating® e a Ciel & Terre, cujo sistema de flutuadores recebe o nome de Hydrelío® (SILVÉRIO, 2018; WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2018). Os flutuadores citados podem ser vistos na Figura 2.43.

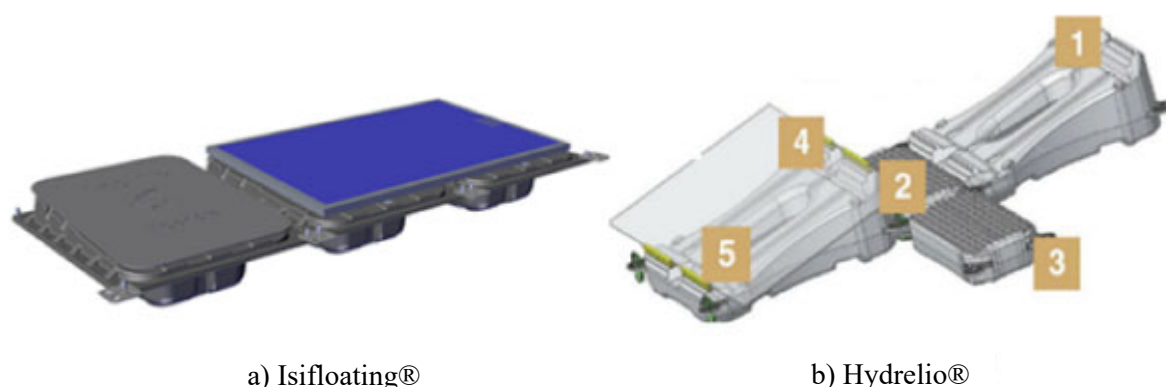


Figura 2.43 - Modelos dos flutuadores: a) Isifloating® e b) Hydrelío®
Fonte: (SILVÉRIO, 2018)

A plataforma flutuante criada pelos flutuadores pode ser ancorada de diversas formas. Blocos de concreto, além do fundo dos reservatórios e suas margens, são opções usualmente utilizadas como pontos de ancoragem. Estes pontos devem ser escolhidos levando em consideração informações como: localização da plataforma, batimetria (perfil da água e profundidade), condições do solo e a variação do nível de água. O sistema de amarração trabalha em conjunto com a ancoragem para garantir a estabilidade dos módulos. Os cabos de amarração devem ser projetados para suportar as tensões geradas pelos ventos e pelas variações no nível da água (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2018).

O módulo fotovoltaico utilizado em sistemas flutuantes normalmente é o mesmo utilizado em sistemas terrestres. No entanto, durante a operação dos sistemas que estão em funcionamento, evidenciou-se a necessidade de alternativas ao modelo convencional que utiliza estrutura de alumínio, tendo em vista que a mesma sofre corrosão devido à constante exposição à umidade, principalmente em superfícies de água salgada (SAHU, YADAV e SUDHAKAR, 2016).

Assim como nos sistemas em terra, a geração de energia nos sistemas fotovoltaicos flutuantes ocorre em corrente contínua, e, portanto, o sistema precisa contar com inversores para adequá-la à corrente alternada. A transmissão da energia gerada para terra é feita através de cabos submersos ou por cabos apoiados sobre flutuadores, permitindo assim que a energia

seja consumida, transmitida para a rede ou armazenada em baterias. Cabe salientar que, mesmo que nenhum componente elétrico esteja abaixo da água, recomenda-se que os sistemas fotovoltaicos flutuantes sejam compostos por cabos a prova d'água e caixas de junção (*stringboxes*) com grau de proteção no mínimo IP67 (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2018).

2.4.3 Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidrelétricas

Além de não ocupar áreas que possam ser utilizadas para produtos agrícolas, industriais, ou projetos residenciais, a cobertura do espelho d'água gerada pelos módulos fotovoltaicos diminui a evaporação da água, reduzindo conseqüentemente, as perdas de geração. Segundo Silvério (2018), SAHU et al. (2015) informou que esta evaporação pode ser reduzida em até 33% em lagos naturais e alcançar até 50% em estruturas feitas pelo homem (AHLERT, 2017).

A EPE (2020c) citou autores como Farfan e Breyer (2018) que informaram em seu trabalho que a cobertura de 25% da superfície de reservatórios de hidrelétricas com sistemas fotovoltaicos flutuantes pode aumentar em 6,3% a disponibilidade de água devido à redução da evaporação. Outros autores citados foram Rosa-Clot, Tina E Nizetic (2017) que estimaram, através de modelos matemáticos, uma redução de mais de 90% a taxa de evaporação em reservatórios na Austrália, resultado equivalente ao estimado por Taboada, et al. (2017) ao avaliar o efeito da cobertura em lagoas no Chile. As regiões estudadas nos trabalhos citados apresentam elevadas taxas de evaporação, em função do clima seco, fazendo com que a cobertura desses corpos d'água tenha efeito significativo.

A cobertura da superfície do reservatório também gera a diminuição do crescimento das algas, devido à redução da penetração da luz solar no corpo de água. Este fator colabora para prevenir à eutrofização do lago formado pela barragem, fenômeno presente em diversos reservatórios do país, devido ao ambiente lântico proporcionado pela barragem (SILVÉRIO, 2018; AHLERT, 2017).

O sistema híbrido formado pelas duas fontes gera vantagens mútuas também devido à sazonalidade dos recursos naturais utilizados. Tendo em vista que os menores níveis de irradiação ocorrem em períodos chuvosos, devido à maior concentração de nuvens, e os maiores níveis de radiação ocorrem em períodos secos, o sistema híbrido proporciona a economia da água dos reservatórios durante os meses mais críticos do ano, aumentando a confiabilidade do sistema (SACRAMENTO *et al.*, 2015). Além disso, o reservatório da usina

hidrelétrica funciona como um sistema de armazenamento para geração fotovoltaica através do armazenamento da água durante os períodos de alta irradiância e da sua utilização em tempos mais nublados ou quando a demanda do sistema interligado aumenta (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2019b). A complementaridade dos sistemas não fica limitada aos períodos do ano. O sistema híbrido pode otimizar também o ciclo diurno, aproveitando mais energia solar durante o dia e energia hidrelétrica à noite (SILVÉRIO, 2018).

Segundo Silvério (2018), outra vantagem alcançada pela instalação dos sistemas fotovoltaicos nos reservatórios de hidrelétricas é o aproveitamento da equipe de operação da hidrelétrica para operar o sistema fotovoltaico, uma vez que é formada por profissionais experientes e qualificados.

Já do ponto de vista do despacho da energia gerada pelo sistema fotovoltaico, a combinação permite que esta energia possa escoar através da infraestrutura da usina hidrelétrica. Da perspectiva do sistema interligado nacional, o sistema híbrido pode funcionar como se fosse uma única fonte despachável de energia, análoga a uma usina convencional, tratando o sistema fotovoltaico, neste cenário, como uma das unidades geradoras da usina hidrelétrica, diferenciando-se das demais pelo fato de não poder ser controlado como os geradores hidrelétricos. Outra grande vantagem da operação híbrida é o aumento da utilização da infraestrutura existente em usinas que apresentam baixo fator de capacidade. Podemos definir fator de capacidade como a razão entre a geração em um determinado período de tempo e a capacidade de geração máxima da usina. (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2019b; AHLERT, 2017).

Como pôde ser observado, o sistema híbrido formado pelas duas fontes gera vantagens tanto para a usina hidrelétrica quanto para o sistema fotovoltaico, se tornando uma opção atraente para as empresas que operam as usinas hidrelétricas. Ademais, o aproveitamento das estruturas de transmissão e subestações já existentes na usina hidrelétrica, reduzem os custos e tempo necessários para início da operação da planta fotovoltaica, acelerando a ampliação da capacidade de geração de energia do Sistema Interligado Nacional (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2019b; AHLERT, 2017).

3. VISÃO GERAL DA PROPOSTA

A proposta técnica apresentada nesta dissertação consiste em um sistema para manejo e aproveitamento das macrófitas, presentes no reservatório de centrais hidrelétricas, para geração de energia elétrica a partir do biogás obtido da biodigestão destas macrófitas. Este sistema será alimentado a partir de geração fotovoltaica flutuante e a combinação destas duas fontes de geração, biogás e fotovoltaica, formará um sistema híbrido de geração de energia renovável. A conexão deste sistema híbrido ao autotransformador da subestação da usina hidrelétrica, em que a proposta vier a ser implementada, trará uma série de vantagens e desafios, que serão demonstrados ao longo deste trabalho.

3.1 Geração a Biogás

Para a avaliação da capacidade de produção de biogás a partir da biomassa das macrófitas, por meio de biodigestores, e da capacidade de geração de energia elétrica a partir deste biogás, seria necessário realizar visitas ao reservatório para a coleta de amostras das macrófitas no espelho d'água, e o dimensionamento e instalação de barreiras de contenções para estudo da capacidade de propagação vegetativa, além de diversas análises laboratoriais. A instalação de uma planta em escala piloto no reservatório também faz parte do processo para avaliação do potencial de produção de biogás e energia. Tendo em vista que estas ações fogem do escopo deste trabalho, este tópico trará somente uma visão geral do sistema, demonstrando os principais passos do processo e os principais equipamentos envolvidos.

A proposta estabelecida nesta dissertação consiste na remoção das macrófitas do reservatório com auxílio de um barco a remo e sistema log boom, para cercar as macrófitas e leva-las até a margem. Na margem, o sistema de manejo proposto, composto por uma plataforma com esteira elevatória, um triturador, um tanque de estocagem e uma bomba para transporte hidráulico, fará o bombeamento da massa de macrófita moída para um separador de sólidos, onde esta massa será separada em duas frações: uma de sólidos fibrosos e outra de líquido com sólidos solúveis. A fração de sólidos fibrosos será levada para o biodigestor de sólidos e a fração líquida passará por processo de separação dos sólidos solúveis. Uma das possibilidades para separação destes sólidos da água é a utilização de produtos para promover a coagulação/aglomeração das partículas sólidas, pois assim estas partículas poderão ser removidas da água por flotação/decantação, resultando em lodo e em água relativamente limpa. Este lodo é transportado e adicionado aos sólidos fibrosos no biodigestor de sólidos.

O sistema de biodigestão é o responsável pela transformação do resíduo orgânico em biogás e será constituído por um biodigestor de sólido e por um biodigestor de líquido, além de outros equipamentos como bombas, tubulações para líquidos e tubulações para o biogás. O reservatório para armazenamento do biogás poderá ser constituído por um recipiente cilíndrico, fabricado com lona resistente à pressão, devendo suportar até 5 bar de pressão.

A conversão do biogás em energia elétrica será realizada utilizando um motor a biogás acoplado a um gerador. Bley Jr. (2015) afirma que o biogás bruto, tal como sai de um biodigestor, não é um combustível, mas sim uma matéria-prima. O autor defende que para se chegar ao real e qualificado potencial combustível do biogás, o mesmo deve ser refinado em diferentes intensidades até se obter o biometano, considerando a aplicação direta do biogás em motores, caldeiras e veículos como o principal equívoco que acompanhou o biogás pelas últimas décadas. Entretanto, o biogás produzido no sistema descrito anteriormente pode ser utilizado diretamente para geração de energia elétrica em grupos geradores a biogás.

A Figura 3.1 mostra o processo de geração do biogás de forma simplificada, destacando o sistema que será apresentado neste trabalho.

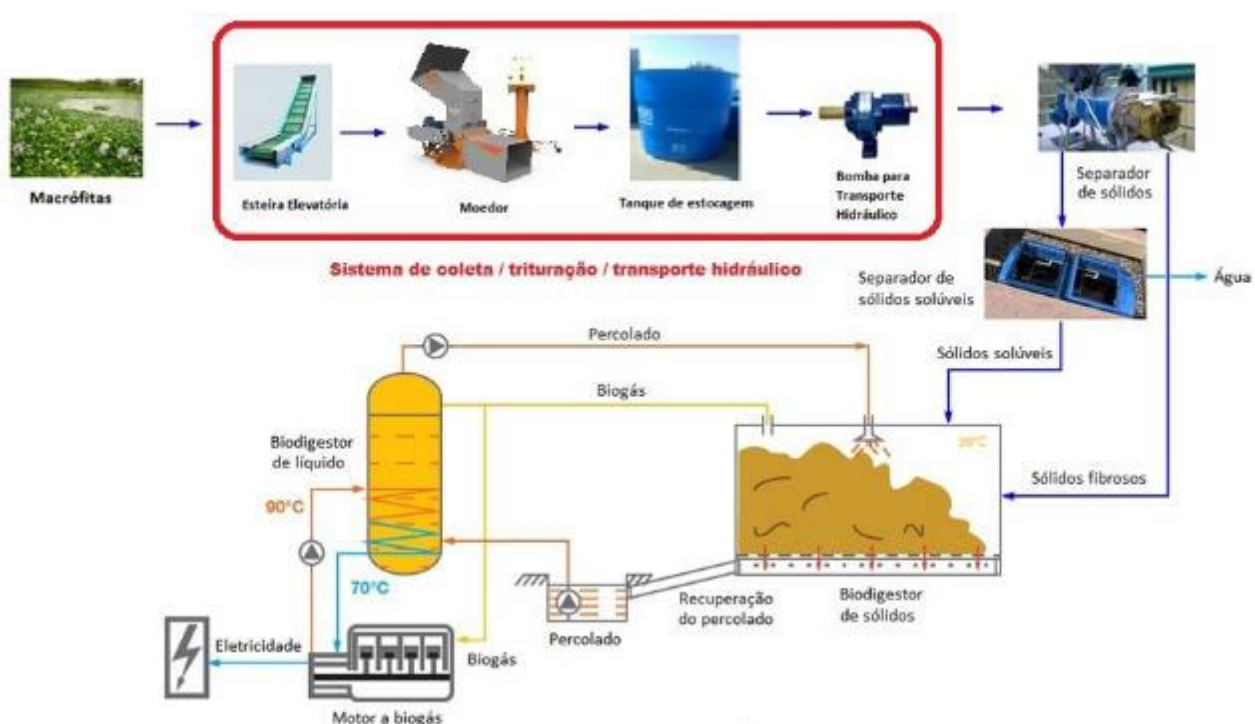


Figura 3.1- Planta esquemática do processo de geração de energia elétrica através do biogás das macrófitas
Fonte: Adaptado pelo autor

Todos os equipamentos do sistema de manejo de macrófitas serão alimentados, na maior parte do tempo, pelo sistema híbrido formado pela geração de energia a partir do biogás e pela geração fotovoltaica. A metodologia aplicada neste trabalho pode ser replicada em qualquer outro reservatório permitindo atingir os mesmos resultados. A Figura 3.2 mostra um esquemático com equipamentos do sistema de manejo de macrófitas.

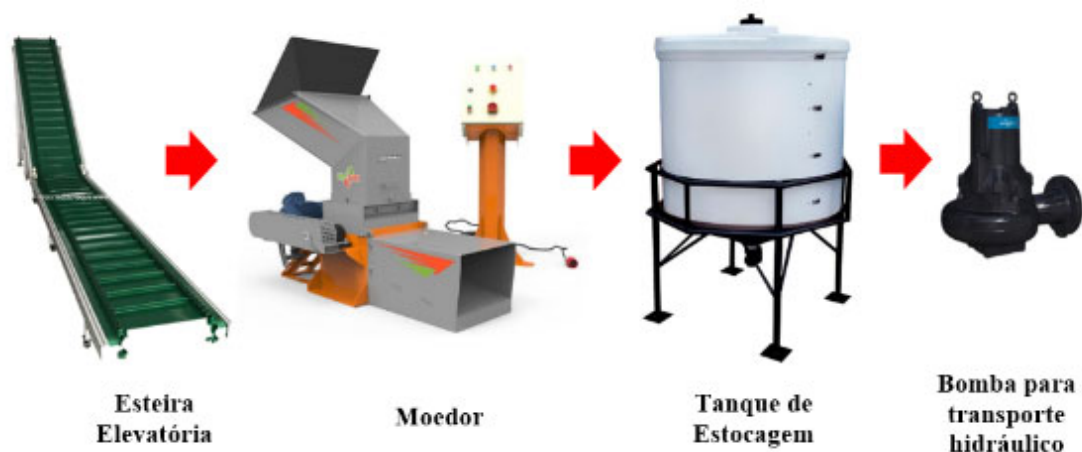


Figura 3.2 - Esquemático do sistema de manejo de macrófitas
Fonte: Adaptado pelo autor

3.2 Processo híbrido de produção de energia elétrica

Como dito anteriormente, todos os equipamentos do sistema de manejo serão alimentados predominantemente através de geração fotovoltaica. Todavia, para que seja possível aproveitar o excedente do processo de geração de energia utilizando o biogás gerado pela decomposição das macrófitas, além do próprio excedente da geração fotovoltaica, primeiramente a saída destes dois sistemas de geração serão conectadas em paralelo para posteriormente ambas serem conectadas a subestação da usina hidrelétrica. Essa interligação garantirá o escoamento da geração excedente, que de outra maneira seria desperdiçada ou teria que ser armazenada. Além disso, esta interconexão garantirá a alimentação do sistema de manejo em casos de indisponibilidade da planta de geração fotovoltaica.

Usualmente qualquer projeto de geração de energia elétrica que combine duas ou mais fontes recebe a denominação de “usinas híbridas”. Entretanto, para a EPE (2018a), usinas híbridas *strictu sensu* são aquelas em que as distintas fontes se combinem ainda no processo de produção de energia elétrica, não sendo possível distinguir qual fonte primária foi responsável pela produção de determinada energia elétrica consumida pela carga. A Figura

3.3 demonstra o conceito de usina híbrida segundo os critérios da nota técnica EPE-DEE-NT-011/2018-r0 de 11 de junho de 2018.

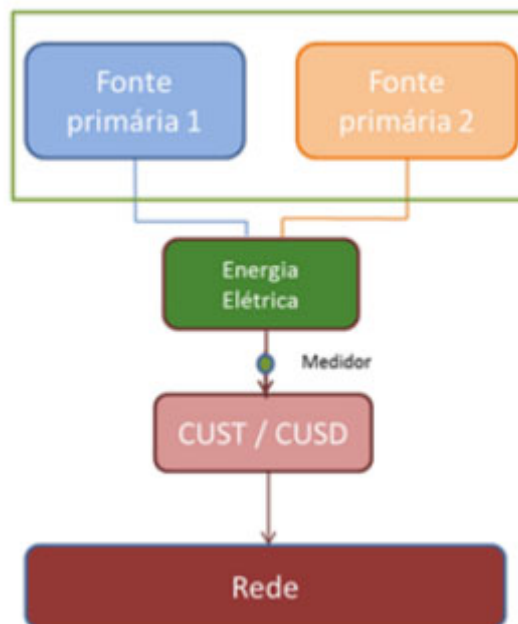


Figura 3.3 - Usinas Híbridas - Nota técnica EPE-DEE-NT-011/2018-r0
Fonte: (EPE, 2018a)

Tendo em vista que a geração a biogás e a geração fotovoltaica se combinam ainda no processo de produção de energia elétrica, pode-se utilizar o termo “Usina Híbrida” para definir o processo híbrido de produção de energia descrito neste trabalho. Entretanto, a geração de energia elétrica apresentada nesta dissertação não será considerada como geração centralizada, tão pouco como geração distribuída, modalidade de geração de energia estabelecida com a Resolução Normativa N°482 da ANEEL, em vigor desde 17 de abril de 2012.

Uma vez que o sistema de geração híbrido biogás + fotovoltaica será conectado ao cubículo de 15 kV da subestação da usina hidrelétrica, da perspectiva do sistema interligado nacional, o sistema híbrido estará oculto “atrás” da usina hidrelétrica. Esta alternativa viabiliza tecnicamente o projeto, mas gera, em contrapartida, a necessidade de uma série de estudos e precauções, tendo em vista que essa decisão conecta eletricamente o sistema de geração híbrida com um autotransformador da rede básica do Sistema Interligado Nacional.

Em relação ao autotransformador, uma análise importante, que não fará parte deste trabalho mas será colocada como sugestão para trabalhos futuros, é o comportamento deste equipamento para o possível cenário de inversão do fluxo de potência no seu enrolamento terciário, que ao invés de fornecer energia para o serviço auxiliar da usina, passaria a receber

a geração excedente sistema de geração híbrido biogás + fotovoltaica. A Figura 3.4 mostra o esquemático da integração elétrica entre os dois sistemas e a rede.



Figura 3.4 - Planta esquemática da integração entre os sistemas de geração

Fonte: Adaptado de CHP Brasil, 2020

3.3 Layout elétrico

Os módulos fotovoltaicos serão conectados em série formando as *strings* e a tensão de cada módulo será somada, não podendo, entretanto, alcançar o limite máximo de tensão suportada pelo inversor.

Estas *strings* serão conectadas em paralelo em uma *string box*, sendo a preocupação agora relacionada a potência máxima suportada por cada inversor.

Como relatado anteriormente, a geração a biogás e a geração fotovoltaica se combinam ainda no processo de produção de energia elétrica. O paralelismo entre as fontes ocorrerá no barramento de 380 V do painel denominado neste trabalho como QDCA USINA HÍBRIDA.

Já conexão do sistema híbrido de geração com a rede de 13,8 kV ocorrerá no barramento do cubículo que alimenta, entre outras cargas, os transformadores de serviços auxiliares da subestação da usina hidrelétrica. Em função da distância entre o QDCA e o cubículo da subestação, um transformador será instalado próximo aos sistemas de geração para elevar a tensão de 380V para 13,8 kV. Com o aumento da tensão ocorrerá uma diminuição da corrente, permitindo o dimensionamento de alimentadores com uma menor seção, trazendo economia na aquisição do cabeamento da interconexão, dentre outras vantagens.

Como os terciários de dois autotransformadores que pertencem a rede básica estão conectados ao barramento deste cubículo, espera-se que a potência que não seja consumida pelo complexo hidrelétrico possa ser injetada no Sistema Interligado Nacional através destes autotransformadores. A Figura 3.5 apresenta o layout da proposta apresentada neste trabalho.

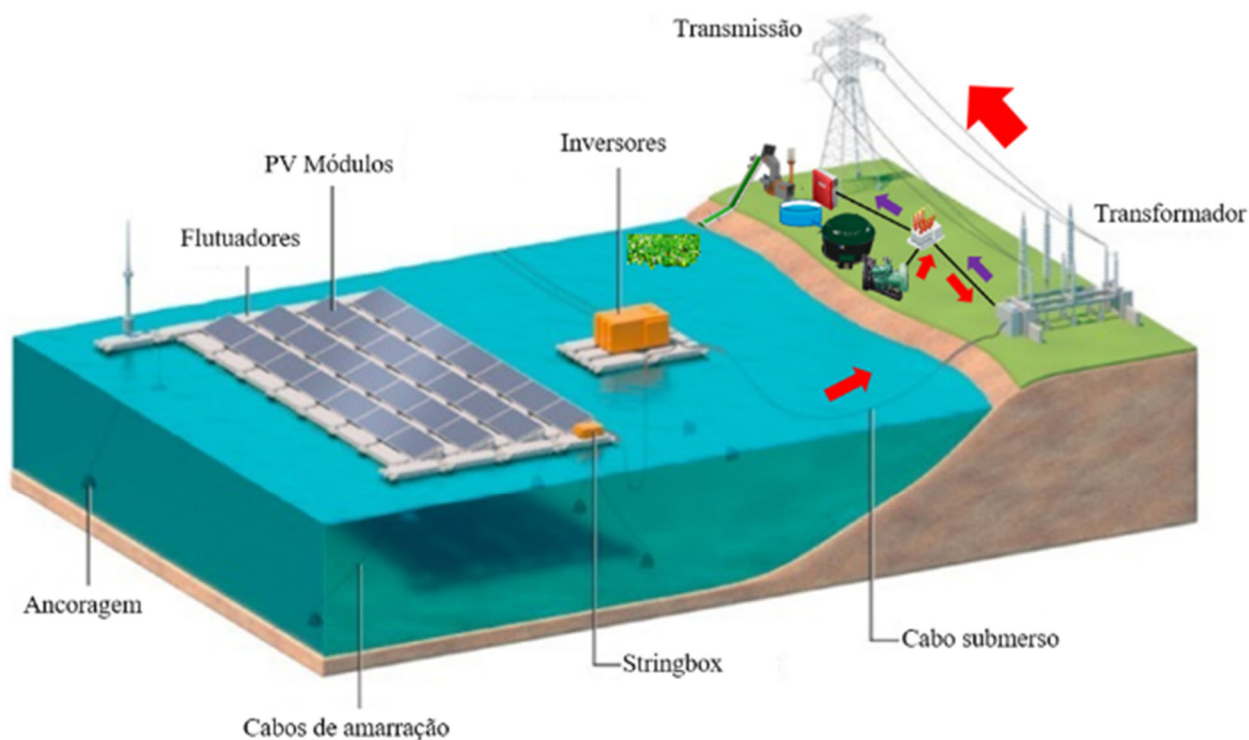


Figura 3.5 - Layout do projeto
Fonte: Adaptado de (LEE *et al.*, 2020)

3.4 Seleção da Hidrelétrica

A filosofia do sistema apresentado neste trabalho pode ser aplicada e replicada em praticamente qualquer reservatório de usina hidrelétrica.

Sendo assim, a seleção do local para a obtenção dos dados a serem utilizados durante os estudos e simulações foi feita com base na facilidade de obtenção das informações necessárias e na confiabilidade destes dados. Neste sentido, o reservatório da Usina Hidrelétrica de Itumbiara foi escolhido para as simulações do sistema fotovoltaico flutuante e a Subestação de Itumbiara, como o local para a interconexão teórica do sistema híbrido.

A Subestação de Itumbiara é uma instalação de propriedade de FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S/A, atualmente em operação comercial, localizada no município de Araporã, no estado de Minas Gerais, e faz parte do Sistema Interligado Nacional - SIN.

A Subestação é composta basicamente de dois pátios, um pátio de 500 kV e outro de 345kV, interligado a um de 230kV através de três autotransformadores de 345/230/13,8kV. O pátio de 500kV é separado geograficamente do outro pátio, porém conectado através de três bancos de autotransformadores monofásicos de 525/345/13,8kV.

3.5 Software *PVsystem*

O software selecionado para simulação do projeto foi o PVsystem. Suas ferramentas permitem o dimensionamento e estudo de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, conhecidos pelo termo *On Grid*, e de sistemas isolados. Tendo sido inicialmente desenvolvido pela Universidade de Genebra, na Suíça, é comercializado atualmente pela companhia PVsystem S.A. Os resultados das simulações são fornecidos através de relatórios, gráficos específicos e tabelas, sendo possível ainda exportar diversos tipos de dados para uso em outros softwares (PVSYST, 2017).

O PVsystem foi citado em diversos trabalhos da literatura, incluindo Strangueto (2016) que menciona a geração fotovoltaica flutuante em reservatórios de hidrelétricas no Brasil, tema relacionado a este trabalho, assim como Lopes (2013) e Ahlert 2017 entre muitos outros.

O software possui ainda uma ferramenta adicional, tridimensional, que considera as limitações no horizonte e objetos que possam projetar sombras sobre os módulos (PINHO e GALDINO, 2014).

4. SISTEMA DE MANEJO DAS MACRÓFITAS

4.1.1 Esteira elevatória

A função da esteira elevatória é transportar as macrófitas *in natura* até a entrada do triturador. Na concepção original da proposta técnica apresentada neste trabalho, as macrófitas deverão ser primeiramente retiradas do reservatório, sendo depositadas em local seco, e posteriormente colocadas manualmente na entrada da esteira.

Entretanto, soluções para que as macrófitas sejam transportadas diretamente de dentro do reservatório para a entrada do triturador podem ser objeto de estudos futuros. Máquinas que utilizam o princípio do parafuso de Arquimedes, por exemplo, podem ser estudadas em busca da solução desta demanda. A Figura 4.1 mostra uma máquina que utiliza este princípio.

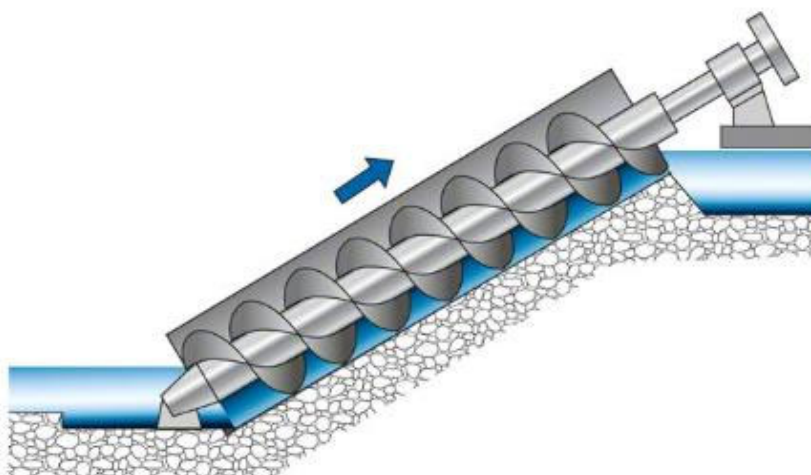


Figura 4.1 - Bomba Parafuso de Arquimedes
Fonte: (KSB, 2021)

A esteira escolhida para o projeto foi o modelo ETD12 do fabricante DEMAKINE. As características técnicas da esteira podem ser vistas na Tabela 4.1. A Figura 4.2 mostra a aparência do modelo ETD12.

Tabela 4.1 - Informações técnicas da Esteira transportadora

Modelo	ETD12
Comprimento	12 m
Largura da correia	50 cm
Altura máxima	7 m
Altura mínima	1,30 m
Motor de tração	3 cv
Velocidade	42 m/min
Capacidade	70 kg/m

Fonte: (DEMAKINE, 2021)



Figura 4.2 - Esteira transportadora Dalla modelo ETD12 do fabricante DEMAKINE
Fonte: Adaptado de (DEMAKINE, 2021)

4.1.2 Triturador

Para que possam ser transportadas através do bombeamento hidráulico, as macrófitas precisam ser trituradas, atingindo com isso um tamanho suficientemente pequeno para passar pelo rotor da bomba. Para garantir que as macrófitas não causem danos ou entupimento ao equipamento, é preciso que o triturador possua um sistema que garanta a padronização do tamanho do material que passa pelo processo de trituração.

Durante as pesquisas pelo triturador ideal, foram encontrados equipamentos voltados para área naval e offshore que atendem as necessidades do projeto, utilizados, por exemplo, em plataformas de petróleo e navios. Estes equipamentos são instalados para descartar no mar os resíduos orgânicos gerados na cozinha e no refeitório, produzindo particulados com no máximo com 25mm x 25mm, em atendimento a norma internacional Marpol 73/78. Esta norma estabelece que, para que o lixo triturado possa ser descartado no mar, o mesmo deve ser capaz de passar através de uma grelha com orifícios não superiores a 25mm. Este tamanho de particulado fica abaixo do tamanho máximo de sólidos que a bomba pode transportar sem que sejam causados danos na mesma.

Dentre os modelos pesquisados, o TRO 3000 OFFSHORE, fabricado pela empresa Laboremus, é um exemplo de equipamento que atende as necessidades do projeto. A Figura 4.3 mostra este triturador. A Tabela 4.2 mostra algumas características técnicas do equipamento.



Figura 4.3 - Imagem Ilustrativa TRO 3000 OFFSHORE do fabricante Laboremus
Fonte: (LABOREMUS, 2021)

Tabela 4.2 - Informações técnicas do triturador

Modelo	TRO3000 (Offshore)
Potência do motor	7,5 cv
Produção	5.000 kg/h

Fonte: Adaptado de (LABOREMUS, 2021)

4.1.3 Tanque de estocagem

O tanque de estocagem é o local onde a massa de macrófita triturada será formada, para em seguida ser bombeada até as outras etapas do processo de geração de energia.

Apesar de existirem no mercado tanques fabricados com os mais diversos materiais, para este projeto a opção de utilizar um tanque metálico torna-se a mais indicada, uma vez que o tanque precisa possuir uma conexão de flange para permitir o acoplamento da tubulação de sucção da bomba de transporte, inviabilizando a utilização de tanques fabricados com plástico tradicional.

Caso seja necessário adicionar água nas macrófitas trituradas, com o objetivo de atingir a densidade ideal da massa, este processo também será realizado no tanque de estocagem. O cuidado com a densidade é primordial para diminuir os riscos de danos causados a bomba e para a melhoria da performance do processo de bombeamento.

4.1.4 Bomba de transporte

Entre os diversos tipos de bomba disponíveis no mercado, o sistema aqui apresentado necessita de um modelo que possa transportar fluidos que contenham sólidos em suspensão, sendo capaz ainda de bombear a massa de macrófita triturada até altura manométrica necessária.

Para esta tarefa, o modelo de bomba escolhido como referência foi o FLYGT N 3102.060 SH do fabricante Xylem. Esta bomba foi desenvolvida para bombear líquidos com sólidos ou fibras longas. A tecnologia FLYGT N permite que o sistema hidráulico seja adaptado para atender aos requisitos de praticamente qualquer aplicação. Esta linha de bombas possui a opção de incorporar um anel picador ao equipamento, capaz de cortar os sólidos ou fibras longas que entrem no impulsor da bomba. A Figura 4.4 mostra o visual da bomba, além de detalhes do impulsor e do anel picador.



Figura 4.4 - Bomba FLYGT N 3102
Fonte: (XYLEM, 2020)

Quando os sólidos entram na bomba, são recebidos pelo impulsor N de lâmina dupla. A geometria otimizada da lâmina, com bordas de ataque horizontais usinadas para trás, garante que nenhum material grude no impulsor. Caso objetos maiores entrem na bomba, o impulsor tem a funcionalidade de se elevar devido a força gerada por estes sólidos. Esta tecnologia foi desenvolvida para evitar o entupimento, garantindo um bombeamento contínuo e eficiente em termos de energia. Através do corte da bomba, apresentado na Figura 4.5, podem ser observados alguns detalhes internos, incluindo o impedor.

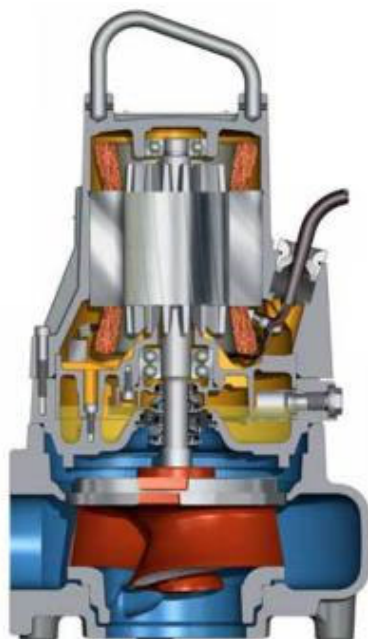


Figura 4.5 - Corte da bomba FLYGT N
Fonte: (XYLEM, 2020)

O modelo apresentado conta com um motor de indução gaiola de esquilo, Classe H, com potência nominal de 5 cv. A Figura 4.6 mostra a curva de desempenho deste modelo.

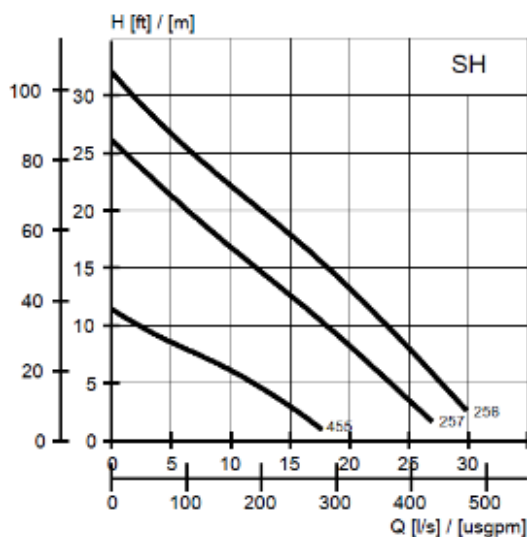


Figura 4.6- Curva de desempenho modelo FLYGT N 3102 SH
Fonte: (XYLEM, 2020)

Apesar deste modelo ser submersível, caso a bomba fosse instalada dentro do tanque, sua instalação não seria permanente. Por isso, instalar a bomba no lado externo do tanque de estocagem, na vertical, com conexão de flange para tubulação de sucção e descarga, é a opção mais indicada. Desta forma a bomba poderá permanecer permanentemente seca e sem a necessidade de desmontagens periódicas.

A Figura 4.7 mostra uma simulação da instalação seca vertical, chamada de método de instalação T.



Figura 4.7 - Instalação seca vertical da bomba (T)
Fonte: Adaptado de (XYLEM, 2020)

5. SISTEMA FOTOVOLTAICO FLUTUANTE

5.1 Módulos fotovoltaicos

O processo de escolha do painel fotovoltaico foi baseada em dois fatores principais. O primeiro fundamentado na observação de quais painéis foram utilizados tanto em empreendimentos recentes quanto por outros autores em seus trabalhos acadêmicos. O segundo critério foi verificar a existência dos dados técnicos destes módulos no software PVsyst.

A partir dessa análise, o equipamento escolhido para os cálculos desse estudo foi o módulo fotovoltaico do fabricante Trina Solar modelo TALLMAX plus TSM-390FRAMED 144 HALF-CELL MODULE. Esses painéis apresentam uma ótima adaptação ao clima brasileiro. A Figura 5.1 mostra a imagem ilustrativa deste módulo.

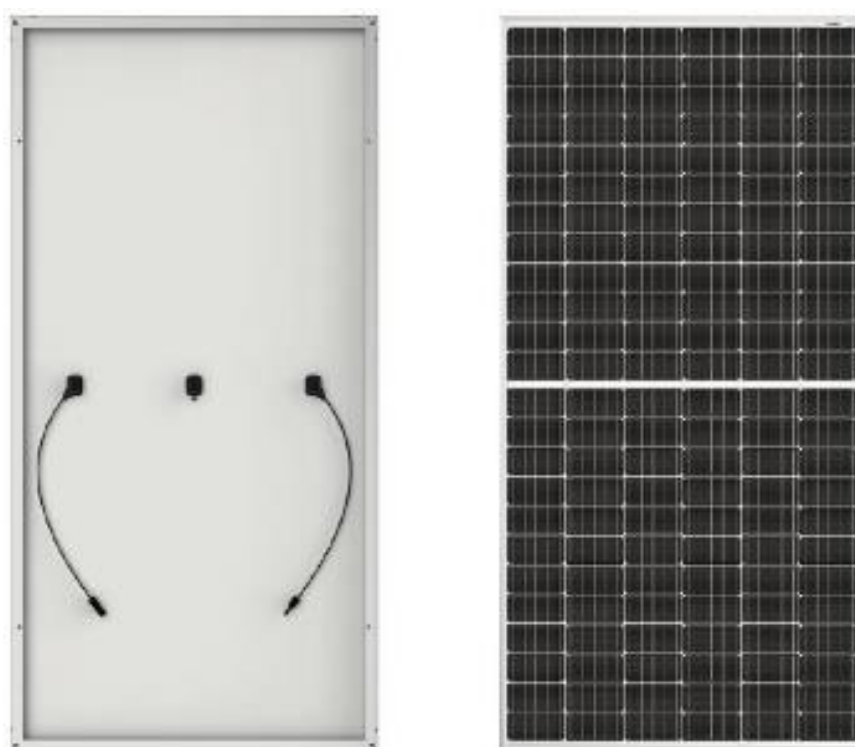


Figura 5.1 - Imagem Ilustrativa TALLMAX plus TSM-390
Fonte: SMA

Todos os módulos fotovoltaicos deste projeto possuem as mesmas características elétricas, mecânicas e dimensionais. A Tabela 5.1 mostra as características elétricas.

Tabela 5.1 - Características Elétricas do Módulo Fotovoltaico

CONDIÇÕES PADRÕES DE TESTE (STC)		
CARACTERÍSTICA ELÉTRICA	VALOR	UNIDADE
Máxima Potência (P_{max})	390	Wp
Tensão em Máxima Potência (V_{max})	40,1	V
Corrente em Máxima Potência (I_{max})	9,64	A
Tensão em Circuito Aberto (V_{oc})	49,7	V
Corrente de Curto Circuito (I_{sc})	10,08	A
Eficiência do Módulo (%)	19,7	%
Tolerância de Potência de Saída ($P_m(W)$)	0 ~+ 5	W
OPERAÇÃO NORMAL DA TEMPERATURA DA CELULA (NOCT)		
Máxima Potência (P_{max})	291	Wp
Tensão em Máxima Potência (V_{max})	37,9	V
Corrente em Máxima Potência (I_{max})	7,68	A
Tensão em Circuito Aberto (V_{oc})	46,3	V
Corrente de Curto Circuito (I_{sc})	8,10	A
STC: Irradiação em 1000W/m ² , Temperatura Ambiente em 25°C, Massa de Ar (AM) em 1,5		
NOCT: Irradiação em 800W/m ² , Temperatura Ambiente em 20°C, Temperatura de Vento em 1 m/s		

Fonte: TrinaSolar (2020)

5.2 Inversor Interativo (Grid-Tie)

Pode-se definir o inversor interativo como sendo um equipamento eletrônico capaz de converter a corrente contínua gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada, compatível com a rede de distribuição local.

O dimensionamento do inversor é baseado principalmente na potência do sistema fotovoltaico e a escolha do inversor a ser utilizado neste projeto baseou-se nessa informação, aliada aos mesmos critérios adotados para a escolha do módulo fotovoltaico.

O equipamento escolhido foi o inversor do fabricante SMA modelo SHP75-10, cuja potência nominal de saída é de 75kVA. Uma vez que o banco de dados do PVsyst possui as características técnicas deste inversor, sua adequação ao arranjo proposto será testada durante o processo de simulações do sistema. A Figura 5.2 mostra a aparência do inversor.



Figura 5.2 - Imagem Ilustrativa do Inversor SMA SHP75-10
Fonte: (SMA, 2021)

Um módulo fotovoltaico em perfeito estado, quando submetido a uma irradiância solar uniforme, apresenta uma curva P-V com formato similar a Figura 5.3, na qual existe um único ponto com derivada nula, ou seja, onde atinge um máximo.

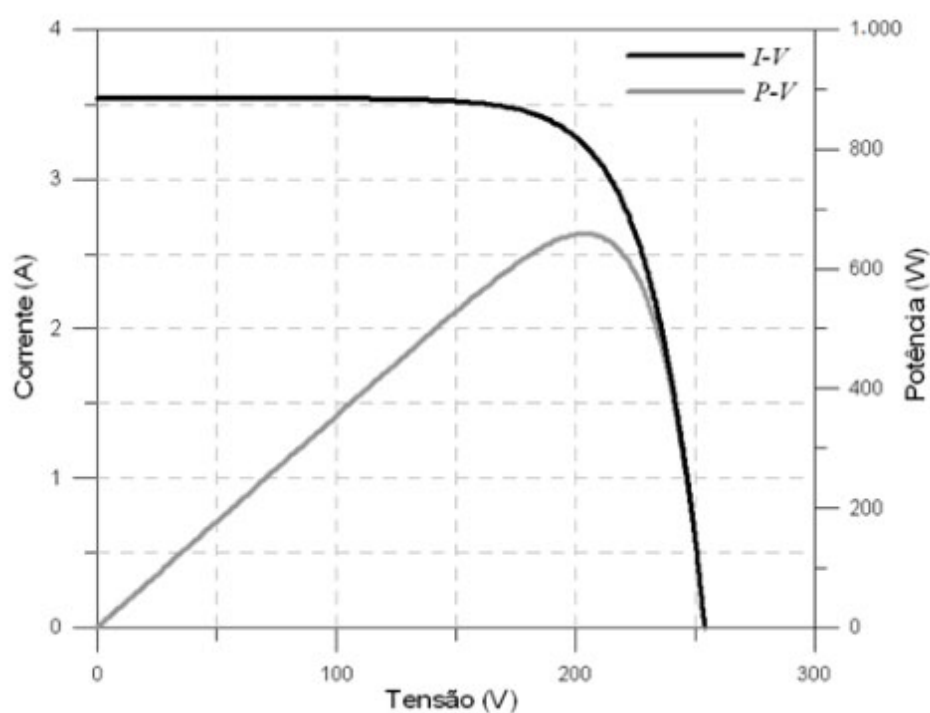


Figura 5.3 - Curva P-V de um gerador fotovoltaico
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

O modelo de SMA SHP75-10 possui uma entrada de seguimento de máxima potência MPPT (Maximum Power Point Tracker), se ajustando às variações de irradiância e temperatura às quais o arranjo fotovoltaico estará submetido. O algoritmo Optitrack Global

Peak busca o MPPT global em situações com sombras parciais, aumentando consideravelmente a produção nesses cenários.

Segundo Pinho e Galdino (2014), a corrente produzida pelos módulos fotovoltaicos é diretamente proporcional a irradiância solar, sendo, em contrapartida, muito pouco afetada pela temperatura. Já a tensão, e por consequência a potência gerada, decrescem com o aumento da temperatura de forma significativa. Sendo assim, a corrente de potência máxima depende diretamente das condições de irradiância e a tensão de potência máxima diretamente da temperatura da célula.

Como o sistema fotovoltaico fica submetido a diferentes níveis de radiação, o ponto de máxima potência não permanece constante, sendo, necessário que haja um dispositivo capaz de otimizar o ponto de operação, aumentando assim o rendimento da geração. São estes dispositivos, os seguidores do ponto de máxima potência, que possibilitam obter o máximo do produto $I \times V$, regulando tanto a tensão quanto a corrente de operação do arranjo fotovoltaico. (BARROS, 2011)

O modelo de SMA SHP75-10, assim como qualquer inversor interativo, se adapta às condições de operação, como tensão, frequência, impedância, dentre outras, da rede à qual está conectado, contando ainda com as seguintes funções acopladas:

- Proteção de sub e sobre tensão;
- Desbalanço de tensão;
- Proteção de sub e sobrefrequência;
- Sistema de sincronismo digital;
- Anti-ilhamento
- Proteção de sobrecorrente;
- Proteção contra falha na Rede;
- Sistema de balanceamento de fases;
- Elemento de desconexão automático;
- Isolamento CC.

Os inversores serão fixados próximo a planta fotovoltaica, respeitando as distâncias de segurança na fixação e demais recomendações do fabricante.

5.3 String box

As *strings boxes*, ou caixas de junção, são quadros elétricos que possuem a finalidade de agrupar os cabos de corrente contínua, oriundos das *strings*, em paralelo para que sejam encaminhadas às entradas do inversor. Estes quadros exercem ainda algumas funções de proteção e manobra. A proteção contra surtos de tensão é realizada através de dispositivos de proteção contra surto – DPS. Já a proteção contra curto-circuito é feita através de fusíveis destinados a sistemas fotovoltaicos, denominados como gPV. A manobra é realizada através de seccionadoras de corrente contínua.

As normas brasileiras, ABNT NBR 5410 e ABNT NBR 16690, preveem que as instalações devem ter proteção contra choque elétrico do usuário, proteção contra efeitos térmicos e incêndios, proteção contra sobrecorrente, proteção contra sobretensão e capacidade de seccionamento. Uma vez que os sistemas fotovoltaicos estão inclusos na cobertura destas normas, devem seguir estes mesmos princípios (CANAL SOLAR, 2019).

De acordo com a norma ABNT NBR IEC 60529, os invólucros para instalação expostas ao tempo devem possuir proteção mínima IP55. A norma ABNT NBR 5410 recomenda que a instalação dos equipamentos não ultrapasse 50% do volume do invólucro.

A *string box* escolhida como exemplo neste trabalho foi o modelo PROAUTO SB-14E-1S da empresa PROAUTO, por atender os requisitos do projeto. A Figura 5.4 mostra o equipamento e algumas de suas características técnicas.



Figura 5.4 - String box PROAUTO SB-14E-1S
Fonte: (PROAUTO, 2021)

5.4 Flutuadores

Os flutuadores escolhidos para o projeto foram os da linha HYDRELIO®, patenteados pela empresa Ciel et Terre, por permitirem uma montagem rápida e fácil do conjunto flutuante, uma vez que esta linha de flutuadores não requer equipamentos pesados para a montagem.

Segundo Ciel et Terre (2021), os flutuadores da linha HYDRELIO® são fabricados em HDPE reciclável, o que permite aos mesmos suportar os módulos fotovoltaicos acima da água enquanto resiste a riscos ambientais de longo prazo. O fabricante alega ainda que o conjunto formado pelos flutuadores é capaz de suportar ventos de até 210 km/h e ainda de resistir à corrosão UV por mais de 20 anos graças a um processamento específico e ecológico.

Este conjunto de flutuadores é o método mais empregado mundialmente, por ser uma forma simples e eficiente para implementação de sistemas fotovoltaicos sobre a água (AHLERT, 2017).

O sistema de suporte para painéis fotovoltaicos HYDRELIO®, linha aiR, é formado por três tipos de flutuadores, que agrupados formam uma unidade geradora de energia flutuante. O flutuador que suporta o módulo fotovoltaico é chamado de Flutuador Principal. A Figura 5.5 mostra este flutuador em detalhes.

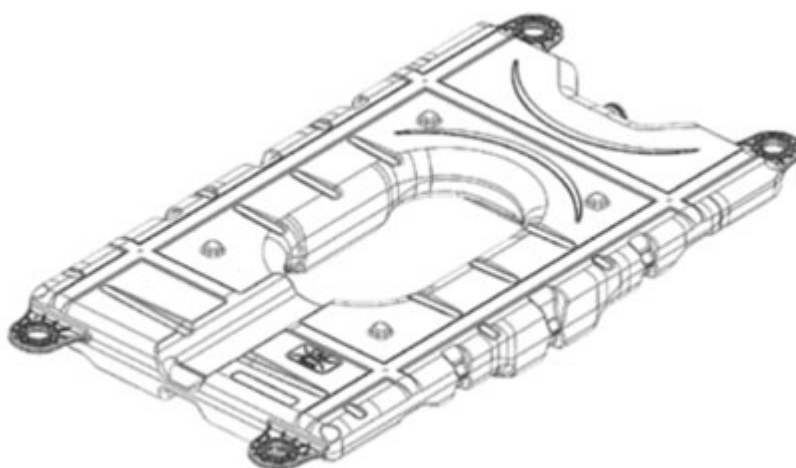


Figura 5.5 - Flutuador Principal Hydrelío®
Fonte: Adaptado de (AKUO ENERGY, 2020)

O ângulo de inclinação do Flutuador Principal da linha aiR é fixo, podendo ser de 5° ou 12° dependendo do uso e da localização da planta. O Flutuador Principal desta versão é projetado com um orifício no meio, para resfriar e ventilar passivamente os módulos

fotovoltaicos que são conectados graças a trilhos de montagem em alumínio, de acordo com as dimensões da estrutura do módulo. A Figura 5.6 mostra o suporte do módulo fotovoltaico.

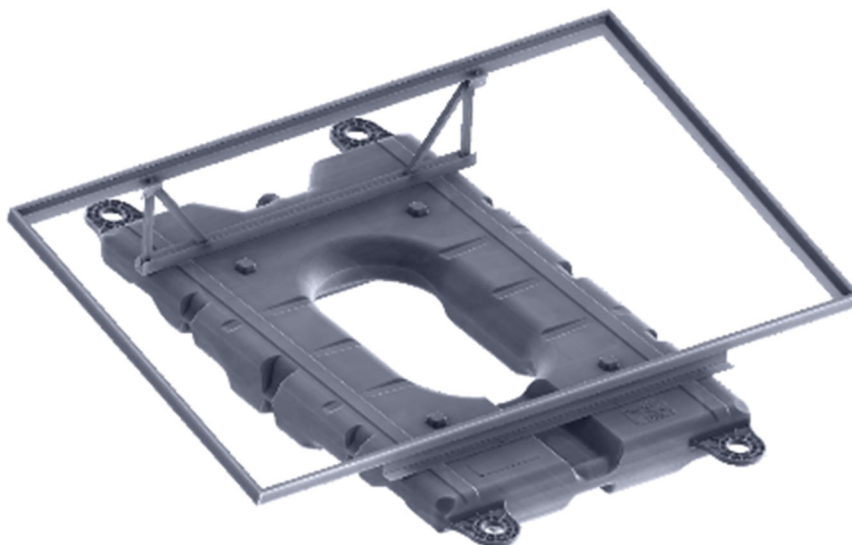


Figura 5.6 - Suporte para módulo fotovoltaico Flutuador Principal Hydrelío®
Fonte: Adaptado de (CIEL ET TERRE, 2021)

Os outros dois flutuadores são denominados de Flutuador Secundário Longo e Flutuador Secundário Curto. Ambos possuem a função de criar um espaçamento entre as fileiras de módulos, permitindo o acesso para eventuais manutenções e evitando o sombreamento. Estes flutuadores podem ainda serem utilizados como suporte para os cabos elétricos da margem do lago aos conjuntos flutuantes. A Figura 5.7 mostra os dois flutuadores.

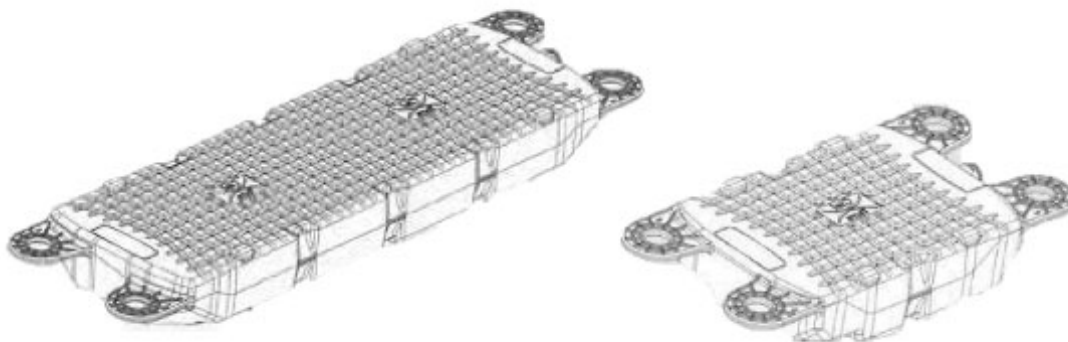


Figura 5.7 - Flutuadores Secundários Longo e Curto Hydrelío® aiR
Fonte: Adaptado de (AKUO ENERGY, 2020)

Os três tipos de flutuadores possuem furos para entrada do pino de conexão, responsável por manter os flutuadores travados, formando o conjunto flutuante. A Figura 5.8 mostra os componentes HYDRELIO® conectados.

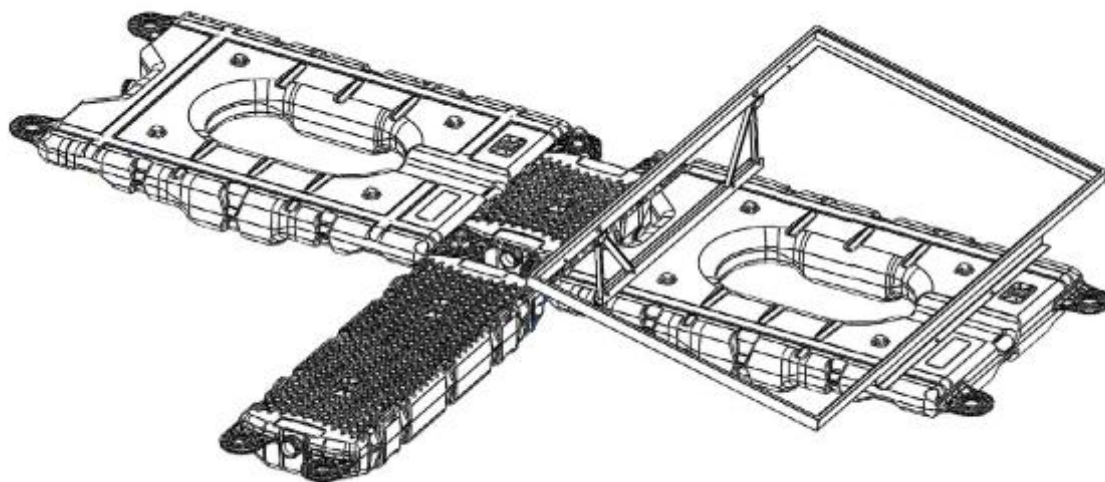


Figura 5.8 - Plataforma flutuante Hydrelio®
Fonte: Adaptado de (CIEL & TERRE, 2020)

5.5 Simulação do projeto no *PVsyst*

A definição dos dados a serem inseridos no software de simulação é o primeiro passo no desenvolvimento de projetos de geração solar fotovoltaica, incluindo os sistemas fotovoltaicos flutuantes. A versão do software utilizado nesse trabalho foi a 7.2.2 de 05 de maio de 2021.

5.5.1 Escolha do local para a instalação do sistema no reservatório

A posição para a instalação da plataforma fotovoltaica flutuante no reservatório foi definida visando reduzir o custo dos cabos elétricos e conseqüentemente as perdas elétricas associadas. Para isso, buscou-se o local mais próximo possível do painel dos Serviços Auxiliares da Subestação Itumbiara, onde a conexão do sistema será avaliada.

Entretanto, antes da definição definitiva do local, é necessário que sejam realizados estudos de batimetria para identificar se a área escolhida apresentava níveis satisfatórios de profundidade requeridos para a operação segura do sistema flutuante (RODRIGUES *et al.*,

2020). A Figura 5.9 mostra as coordenadas do local escolhido para instalação do sistema fotovoltaico flutuante (-18.4201° , -49.1076°).



Figura 5.9 - Coordenadas do sistema fotovoltaico flutuante
Fonte: Elaborado pelo autor a partir do Google Earth

5.5.2 Dados Climatológicos

As informações climatológicas de irradiação, temperatura e velocidade do vento utilizadas no projeto, são obtidas a partir da busca em uma das bases de dados disponibilizadas no software PVsyst, utilizando as coordenadas obtidas através do Google Earth. Após fornecer os dados de latitude e longitude e altitude, o software informa a média mensal e anual da Irradiação Global, Irradiação Difusa e Temperatura.

O software PVsyst possui integração com diversas bases de dados, algumas gratuitas e outras pagas. Entre as gratuitas, a NASA-SSE, PVGIS e Meteonorm são consideradas de alta qualidade (LUEDERS, 2019).


O banco de dados da Meteonorm é baseado em mais de 8.000 estações meteorológicas e cinco satélites geoestacionários e conta com modelos de interpolação sofisticados, baseados em mais de 30 anos de experiência, e assim fornece resultados com alta precisão (METEONORM, 2021).

A base NASA-SSE (Surface Meteorology and Solar Energy Programme) fornece conjuntos de dados solares e meteorológicos da pesquisa da NASA para suporte de energia renovável, eficiência energética de edifícios e necessidades agrícolas, e possui uma grade de 1° latitude por 1° de longitude para as medições fornecidas ao longo de todo o globo terrestre (PVSYST, 2021a).

Já a PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) fornece acesso livre e aberto a dados típicos do ano meteorológico para nove variáveis climáticas, dentre elas radiação solar e temperatura, tanto em médias mensais quanto em perfis diários (PVGIS, 2021).

Após testar as três bases solarimétricas gratuitas do PVsyst, Lueders (2019) conclui que a que a base NASA é a mais exata, seguida da base Meteonorm, sendo assim, a base escolhida para a simulação deste projeto foi a NASA-SSE. A Tabela 5.2 mostra informações climatológicas fornecidas pelo PVsyst para as coordenadas do local escolhido.

Tabela 5.2 - Dados climatológicos fornecidos pelo PVsyst para as coordenadas do local (NASA SSE)

	Global horizontal irradiation kWh/m ² /day	Horizontal diffuse irradiation kWh/m ² /day	Temperature °C
January	5.59	2.53	24.4
February	5.70	2.35	24.6
March	5.27	2.08	24.3
April	5.27	1.54	24.2
May	4.71	1.21	22.8
June	4.55	0.99	22.1
July	4.80	1.00	22.9
August	5.37	1.23	25.1
September	5.54	1.76	26.9
October	5.76	2.19	26.3
November	5.68	2.49	24.6
December	5.47	2.55	24.4
Year 	5.31	1.82	24.4
	Paste	Paste	Paste

Fonte: Elaborado pelo autor a partir do PVsyst

5.5.3 Albedo

Segundo Pinho e Galdino (2014), o albedo consiste na *parte da radiação solar que chega à superfície da Terra e é refletida pelo ambiente do entorno (solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos etc.)*. Tendo em vista que o sistema será instalado sobre um corpo d'água, o valor de albedo utilizado deve ser referente a este material (AHLERT, 2017).

PINHO e GALDINO (2014) sugerem valores de albedo para diferentes superfícies, incluindo para água, em diferentes posições do Sol. A Tabela 5.3 apresenta os valores de albedo para água, para diferentes ângulos solares.

Tabela 5.3 - Valores típicos de albedo para diferentes tipos de superfícies

Superfície	Albedo
Água, para diferentes valores de altura solar:	
$\alpha > 45^\circ$	0,05
$\alpha = 30^\circ$	0,08
$\alpha = 20^\circ$	0,12
$\alpha = 10^\circ$	0,22

Fonte: Adaptado de (PINHO e GALDINO, 2014)

Já Leivas (2007) afirma que o albedo médio sobre a superfície da água é menor que o albedo médio sobre a vegetação, ficando em torno de 0,11 sobre corpos d'água e 0,23 na vegetação nativa, em um dia sem nebulosidade.

Deve-se ainda considerar a explicação de Mermoud (2017) para a definição do valor do albedo, pois o mesmo argumenta que o albedo não é significativo ao longo de um grande sistema fotovoltaico flutuante, pois o seu efeito seria visto apenas pela primeira fila do arranjo fotovoltaico.

O fator de sombreamento no albedo para todo o sistema fotovoltaico pode ser determinado pela equação $(n-1)/n$, onde n é o número de fileiras. Sendo assim, em um sistema de 100 fileiras, o fator de sombreamento será 99%, ou seja, de todos os painéis somente 1% receberão a componente de irradiação solar refletida pela água (SILVÉRIO, 2018).

Considerando essas informações apresentadas anteriormente e que, devido ao movimento da Terra, o valor do albedo varia ao longo do dia, será adotado o valor médio de albedo de 0,1 (AHLERT, 2017).

5.5.4 Ângulo de inclinação e de orientação azimutal

O ângulo de orientação azimutal dos módulos fotovoltaicos deve ser escolhido com o objetivo de maximizar a incidência dos raios solares. Segundo Pinho e Galdino (2014), a face dos módulos fotovoltaicos deve estar orientada em direção ao Norte Verdadeiro nas instalações localizadas no hemisfério Sul. Entretanto, os autores alertam que se o clima no local de instalação varia muito durante o dia típico, esta regra pode não ser válida.

Quanto a inclinação, Pinho e Galdino (2014) alegam que o ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico deve ser igual à latitude do local onde o sistema será instalado, para que se obtenha a geração máxima de energia durante o ano todo, mas admitem que pequenas variações na inclinação não resultam em mudanças significativas na energia gerada e que a inclinação pode estar dentro de $\pm 10^\circ$ da latitude do local.

O acúmulo de poeira sobre a superfície dos módulos também deve ser levado em consideração no momento de determinar do ângulo de inclinação (SILVÉRIO, 2018). Pinho e Galdino (2014) aconselham que a inclinação não seja inferior a 10° para que a autolimpeza não seja prejudicada.

Ainda segundo Silvério (2018), outro fator importante para a determinação do ângulo de inclinação são os esforços causados pelo vento. Entretanto, o fabricante dos flutuadores, Ciel et Terre, garante que o seu sistema é capaz de suportar ventos de até 210 km/h, fato que garante a operação segura do sistema, tendo em vista que esse limite é muito superior as velocidades dos ventos observados no local escolhido para a instalação do sistema fotovoltaico flutuante (CIEL ET TERRE, 2021).

O software PVSyst possui a capacidade de simular um determinado sistema fotovoltaico, repetida e automaticamente, variando parâmetros como a orientação e inclinação dos módulos, entre outros. O usuário pode determinar a quantidade de vezes que estes parâmetros devem variar em um determinado intervalo de valores e o programa mapeia a geração do sistema para cada um dos casos, determinando ao final qual o valor do parâmetro, dentre os analisados, gera a melhor performance do sistema, facilitando a definição dos ângulos de inclinação e de orientação azimutal (CANAL SOLAR, 2020a).

Os flutuadores que suportaram o módulo fotovoltaico, Flutuador Principal HYDRELIO® da linha aiR, possuem ângulo de inclinação fixo, podendo ser de 5° ou 12° . Sendo assim, a ferramenta de otimização e mapeamento de geração do PVSyst foi utilizada para determinar qual inclinação, entre as disponíveis, traria melhor performance para o sistema. O mesmo foi feito em relação a orientação dos módulos.

O resultado da simulação demonstra que o sistema terá melhor performance com um ângulo de inclinação de 12° ao invés de 5°, sendo assim a inclinação adotada será 12°. A Figura 5.10 mostra o resultado da ferramenta de otimização.

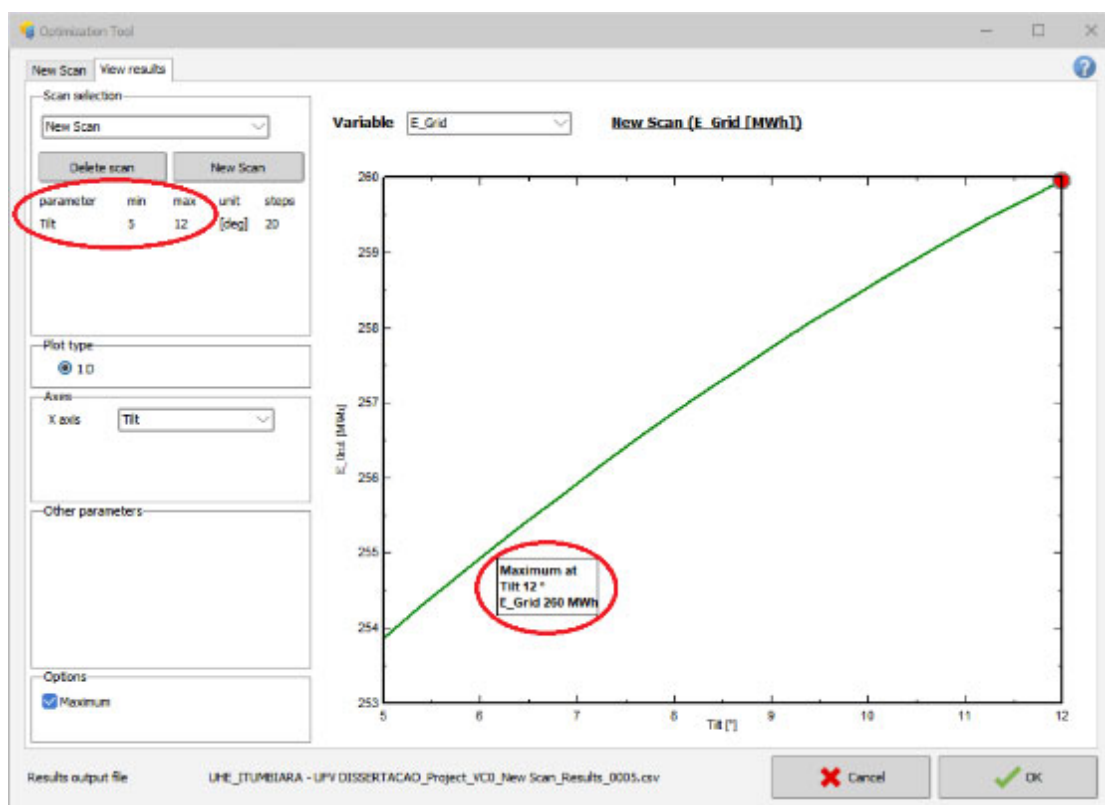


Figura 5.10 - Resultado da ferramenta de otimização PVsyst na análise da inclinação.

Fonte: Elaborado pelo autor a partir do PVsyst.

Quanto ao ângulo de orientação azimutal, a ferramenta de otimização apontou o ângulo 0° como sendo o de melhor desempenho do sistema, confirmando que a face dos módulos fotovoltaicos deve estar orientada em direção ao Norte Verdadeiro nas instalações localizadas no hemisfério sul. A Figura 5.11 mostra a sequência de telas para o preenchimento do ângulo de inclinação e do ângulo de orientação azimutal, chamados respectivamente de *Plane Tilt* e *Azimuth* no programa.

A Figura 5.11 mostra ainda o campo *Field type*, que permite a escolha do tipo de suporte dos módulos fotovoltaicos, dentre as várias opções existentes. Neste projeto adotou-se sistemas fixos, já que grande parte dos sistemas fotovoltaicos flutuantes em operação são desse tipo (STRANGUETO, 2016).

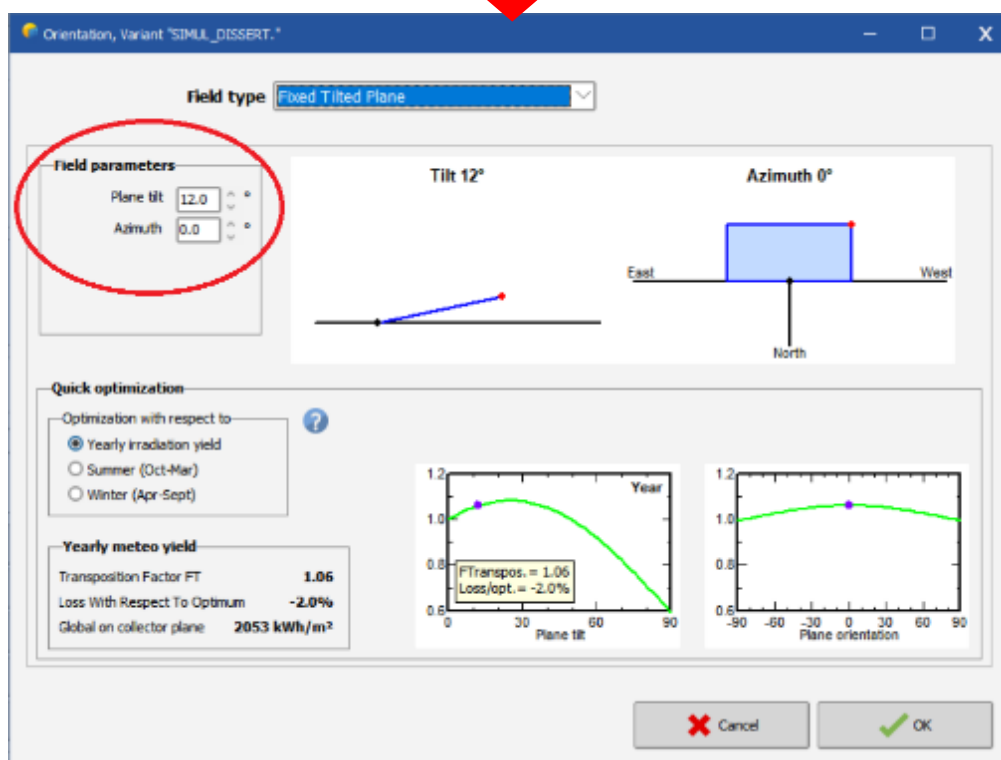
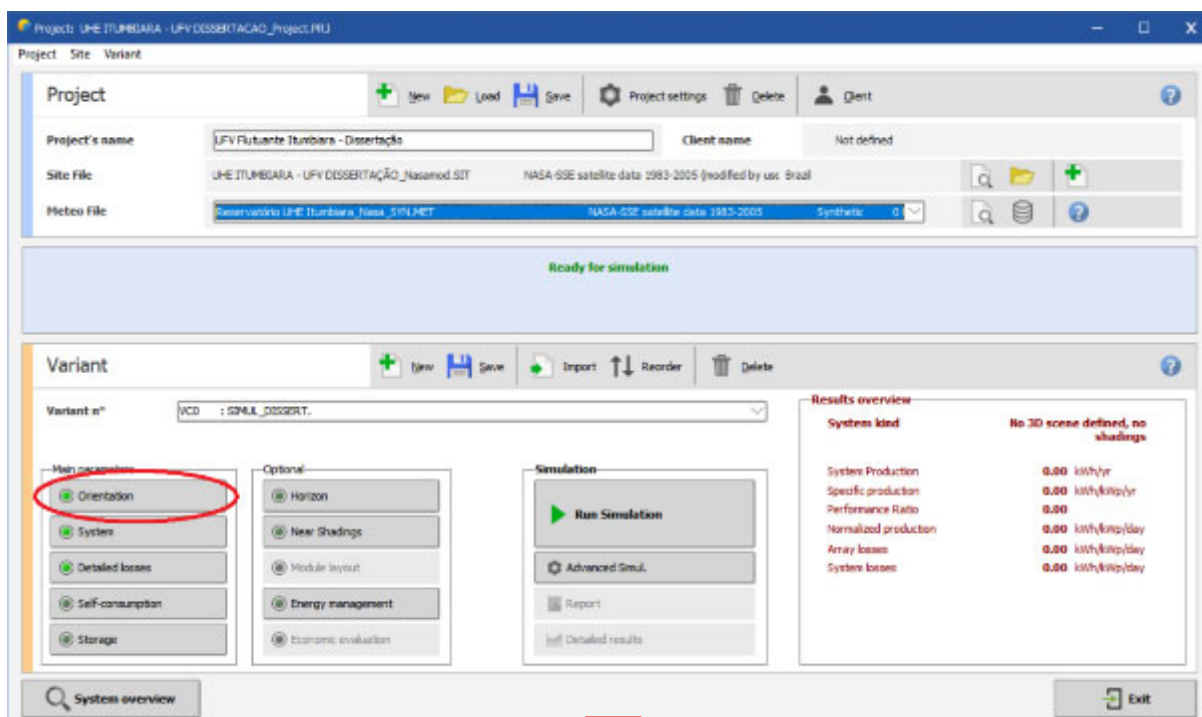


Figura 5.11 - Escolha dos ângulos de inclinação e de orientação azimutal.
Fonte: Elaborado pelo autor a partir do PVsyst.

5.5.5 Potência desejada

O software PVsyst permite dimensionar automaticamente o número de módulos fotovoltaicos ligados em série (*string*), a quantidade de *strings* conectadas ao inversor e o número total de módulos fotovoltaicos e inversores do arranjo, baseando-se tanto no tamanho da área disponível para a instalação quanto pela potência que se deseja gerar com o sistema.

Mas antes de fazer este dimensionamento, o usuário precisa determinar o modelo do módulo fotovoltaico e do inversor que serão utilizados no projeto. Com base nas informações técnicas destes equipamentos, armazenadas em sua base de dados, o software sugere o número de módulos em série (módulos por *string*), o número de *strings* e o número de inversores para alcançar capacidade de geração pretendida. A Figura 5.12 mostra no campo 1 o local para preenchimento da potência da planta fotovoltaica ou área disponível para instalação do projeto. Nos campos 2 e 3 o usuário escolhe o modelo do módulo fotovoltaico e do inversor. Já no campo 4, são mostrados o número de módulos fotovoltaicos ligados em série, a quantidade de *strings* que serão conectadas ao inversor e o número total de módulos fotovoltaicos e inversores do arranjo, além dos valores máximos esperados para a geração.

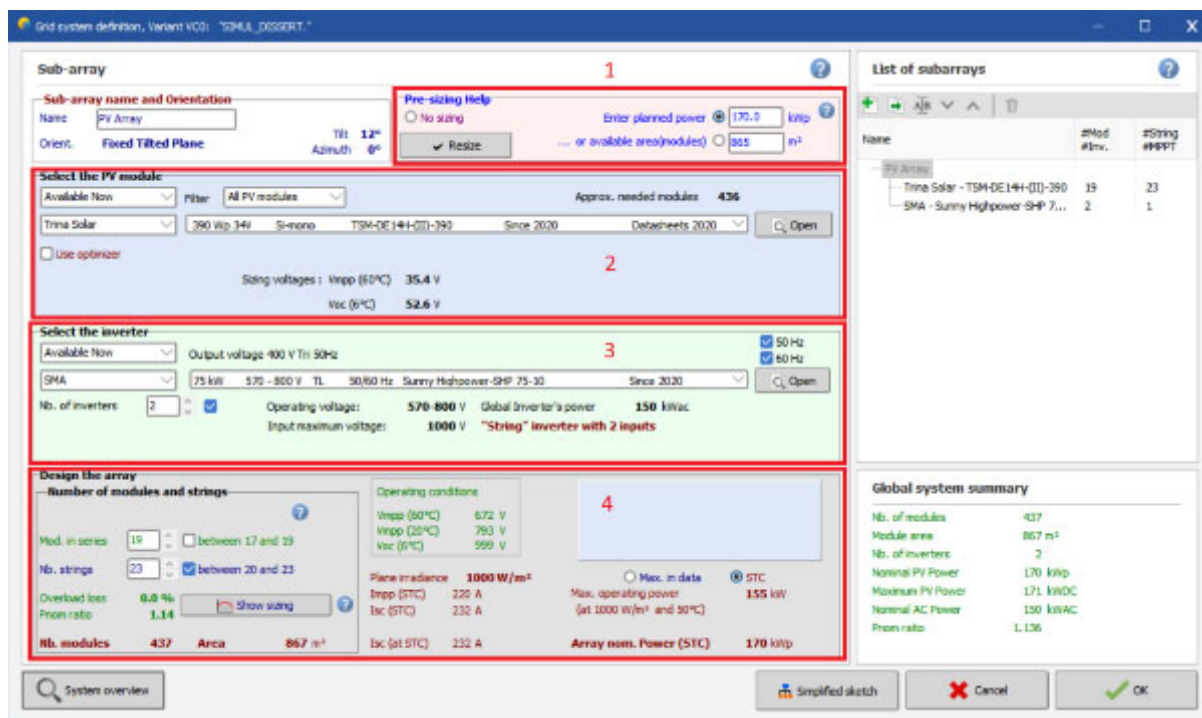


Figura 5.12 - Janela de escolha da potência e equipamentos do projeto.

Fonte: Elaborado pelo autor a partir do Pvsyst

Como mencionado, para a simulação da proposta apresentada neste trabalho, são utilizados módulos fotovoltaicos do fabricante Trina Solar modelo TALLMAX plus TSM-390FRAMED 144 HALF-CELL MODULE. O inversor escolhido foi o SHP75-10, do fabricante SMA, cuja potência nominal de saída é de 75kVA.

Após a inserção dos modelos do módulo e do inversor, e de realizar algumas simulações, chegou-se à conclusão que 170 kWp seria a potência ideal para o arranjo, tendo em vista que atende à demanda do sistema de manejo de macrófitas e alcança um aproveitamento ótimo dos inversores.

A Tabela 5.4 mostra os valores fornecidos pelo software após a escolha da potência da planta e do modelo dos módulos e do inversor.

Tabela 5.4 - Dados iniciais da simulação do sistema no PVsyst

DADOS INICIAIS DO ARRANJO	
Potência CC	170 kWp
Potência CA	155 kW
Número de inversores	2
Número de módulos	437
Módulos por string	19
Total de strings	23

Fonte: Elaborado pelo autor

5.5.6 Distância entre os módulos e sombreamento mútuo

Segundo Silvério (2018), as perdas por sombreamento mútuo entre as fileiras de painéis podem ser significativas para usinas de grande porte. Estas perdas são influenciadas diretamente pela distância entre fileiras, chamada de *Pitch*.

Visando proporcionar ao usuário a possibilidade de mensurar o impacto que uma determina distância entre os módulos pode ocasionar na geração do sistema, a simulação do software PVsyst permite que as perdas por sombreamento mútuo sejam calculadas de duas formas, através da ferramenta *Near Shadings* ou da ferramenta *Orientation* (PVSYST, 2021a).

A ferramenta *Near Shadings* está acessível pela tela principal de configuração do projeto. Essa opção permite modelar o sistema em 3D, facilitando a visualização e disposição dos arranjos de acordo com o desejo do usuário.

Segundo PVsyst (2021), a opção de fazer a distribuição de módulos organizados em Mesas ou *Sheds*, através da ferramenta *Near Shadings*, pode ser inviável para um grande número de linhas, pois o tempo de computação e complexidade do cálculo do fator de sombreamento aumenta com o quadrado do número de elementos.

Em contrapartida, utilizando esta opção, o software leva em consideração a variação de irradiância recebida entre os módulos localizados nas bordas e os localizados mais ao centro das fileiras. Essa opção é a mais indicada para representar sistemas mais complexos ou para pequenos arranjos, onde o efeito denominado efeito de borda ou *edge effects* seja mais relevante. Pode-se definir o efeito de borda como o maior recebimento de irradiância e reflexão do solo pelos módulos externos do arranjo em comparação com os módulos internos. A Figura 5.13 mostra um exemplo da utilização da ferramenta *Near Shadings*.

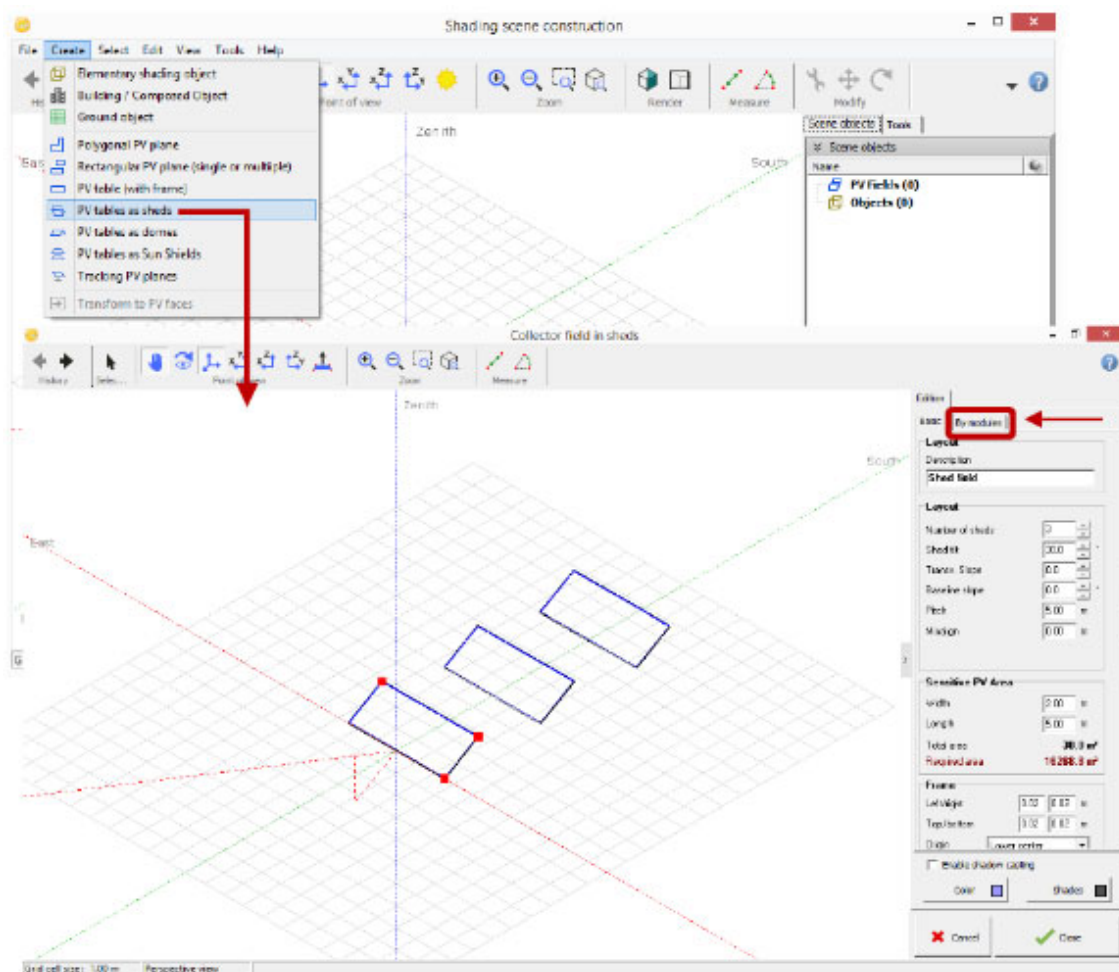


Figura 5.13 - Exemplo da utilização da ferramenta *Near Shadings*
Fonte: (AHLERT, 2017)

A outra opção consiste em acessar a ferramenta *Orientation* na tela principal do software e em seguida, na janela que se abre, escolher a opção *Unlimited Sheds*, no campo *Field type*. A Figura 5.14 mostra a sequência de passos para a opção *Unlimited Sheds*.

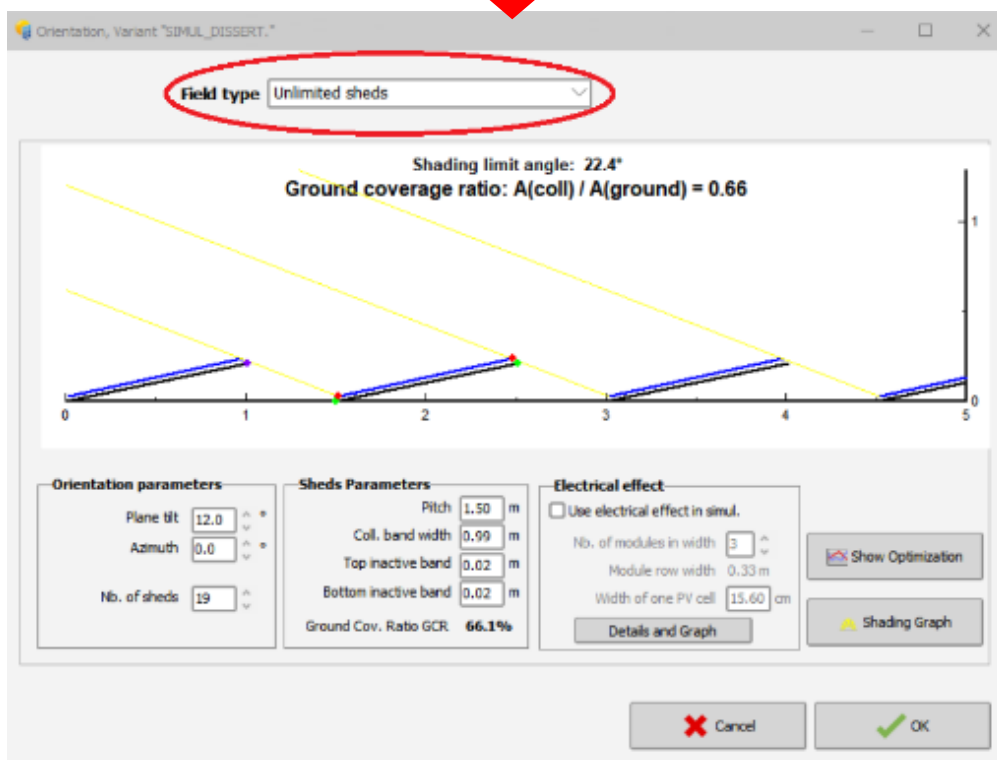
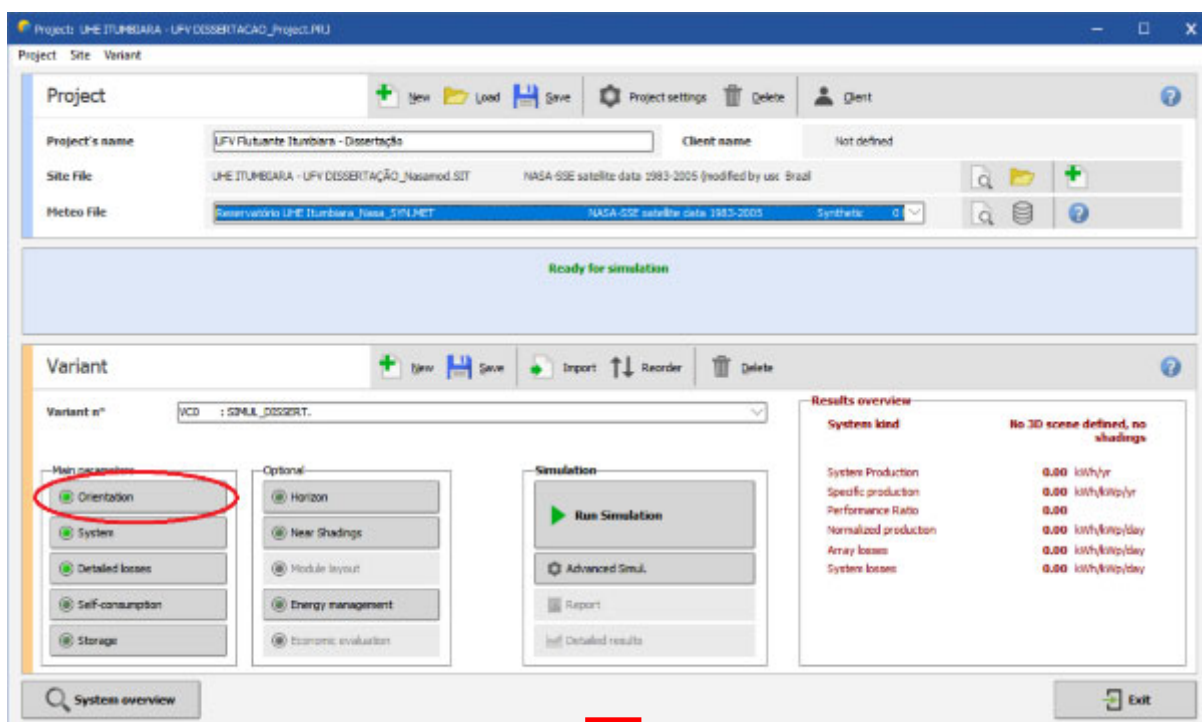


Figura 5.14 - Sequência de telas para determinar a distância entre os módulos
Fonte: Elaborado pelo autor a partir do Pvsyst

Segundo PVsyst (2021a), esta opção é mais adequada quando se tem um arranjo com *sheds* suficientemente longos, em relação à largura, para que se possa desprezar o *edge effects*. Nesta opção de simulação, o software assume que a irradiância é invariante ao longo das linhas PV, ou seja, o software considera que não há diferença entre os módulos localizados no meio e na ponta das fileiras. Esta suposição é válida para sistemas fotovoltaicos de grande escala (ASGHARZADEH *et al.*, 2019).

Todavia, PVsyst (2021a) alerta que se os *sheds* forem muito curtos, situação em que não se pode negligenciar os *edge effects*, o usuário deve fazer a simulação através da ferramenta *Near Shadings*. Outro alerta importante é essas duas opções, *Orientation* e *Near Shadings*, não devem ser usadas ao mesmo tempo, pois os sombreamentos serão contabilizados duas vezes (PVSYST, 2021a).

Para escolha de qual opção de simulação seria utilizada neste projeto, visando determinar as perdas por sombreamento, o estudo apresentado por Peláez (2019) foi de suma importância. A autora investigou quantos módulos por fileira são necessários para atender a suposição de “fileira semi-infinita”, ou seja, quando um número finito de linhas modeladas resulta em valores semelhantes aos valores de irradiância obtidos através dos modelos de simulação que consideram as fileiras com tamanho infinito. A conclusão alcançada pela autora foi que obtêm-se valores próximos, em torno de 5%, nos dois tipos de simulação, desde que o sistema seja composto por, no mínimo, 5 fileiras com 10 módulos por fileira (PELÁEZ, 2019).

Tendo em vista que o projeto conta com 19 fileiras com 23 módulos por fileira, a ferramenta *Orientation* foi a escolhida para o cálculo das perdas por sombreamento mútuo, uma vez que exige menor esforço computacional e menor trabalho do projetista, obtendo ainda assim resultados confiáveis.

Após escolher a opção *Unlimited Sheds*, no campo *Field type*, faz-se necessário preencher os dados construtivos das fileiras: número de *Sheds*, também chamado de mesas ou fileiras, *Pitch* ou distância entre os *Sheds*, altura dos *Sheds*, que depende da dimensão dos módulos fotovoltaicos e do número de fileiras dentro da mesma *Shed*, e altura da banda inativa inferior e superior (CANAL SOLAR, 2020b).

Segundo Canal Solar (2020a), o processo para determinar a melhor inclinação e o melhor espaçamento entre as fileiras (*Pitch*) deve ser iterativo e consequentemente a obtenção do melhor resultado depende do compromisso do projetista com essas duas variáveis (CANAL SOLAR, 2020a).

Para estabelecer o espaçamento entre fileiras de painéis, ou simplesmente *Pitch*, foi necessário definir primeiro as dimensões dos flutuadores que formarão a plataforma flutuante, chegando por consequência a distância em que os módulos ficarão afastados. O sistema de flutuação será constituído por três tipos de flutuadores: o Flutuador Principal, que é responsável pela sustentação do painel e dois Flutuadores Secundários, um denominado Longo e outro denominado Curto, responsáveis, além da flutuação do sistema, pelo acesso aos módulos para manutenção. A Figura 5.15 mostra o sistema de flutuadores descrito anteriormente e o *Pitch* que será utilizado neste projeto.

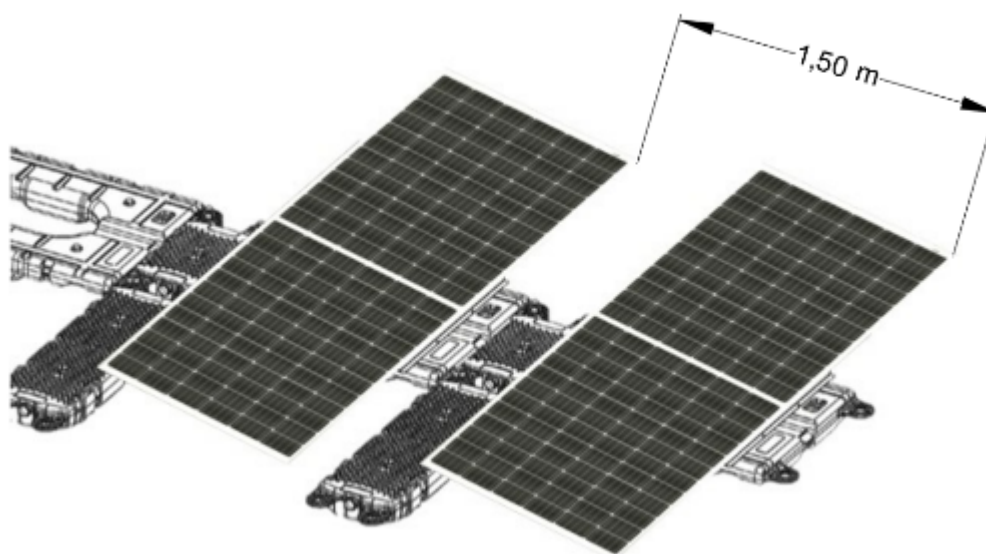


Figura 5.15 - Distância entre os módulos fotovoltaicos utilizada na simulação do projeto
Fonte: Elaborado pelo autor

Após definido o *Pitch*, o próximo passo refere-se a definição da inclinação. A princípio, como dito anteriormente, a inclinação utilizada neste projeto será de 12° . Entretanto, como esta etapa de parametrização da simulação no software permite mensurar as perdas por sombreamento para cada inclinação escolhida, o ângulo de inclinação será novamente analisado, tendo em vista que o sistema de flutuadores permite, por padrão, tanto a opção de 5° quanto a de 12° de inclinação.

A ferramenta utilizada para esta análise será a *Shed tilt optimization*, acessível através do botão *Show Optimization* na tela principal da ferramenta *Orientation*. O acesso a ferramenta pode ser visto na Figura 5.16.

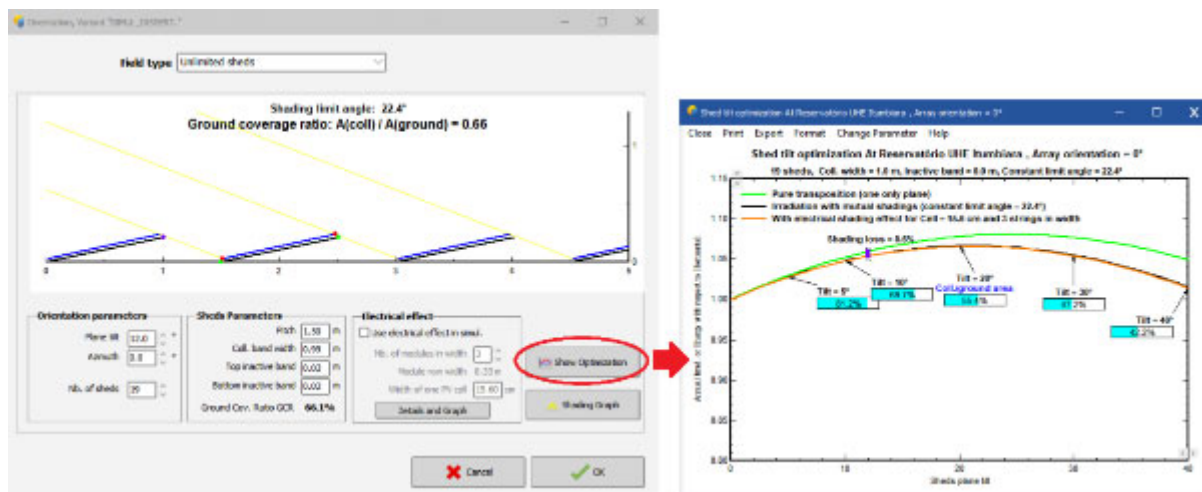


Figura 5.16 - Acesso a ferramenta *Shed tilt optimization*

Fonte: Elaborado pelo autor a partir do Pvsyst

O gráfico apresentado na Figura 5.17 demonstra, através da escala numérica do eixo vertical, o ganho, ou a perda, percentual de captação de energia solar do módulo inclinado em relação à captação do mesmo módulo na posição horizontal (CANAL SOLAR, 2020b).

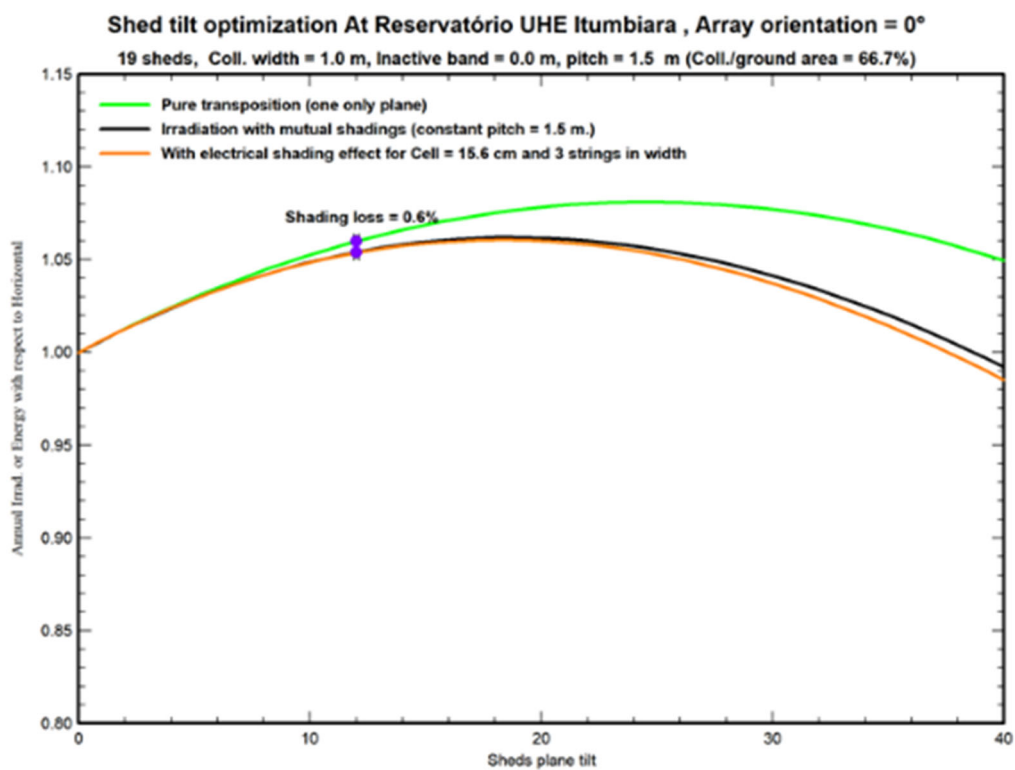


Figura 5.17 - Tela com resultado da otimização da ferramenta *Shed Tilt optimization*

Fonte: Elaborado pelo autor a partir do Pvsyst

Segundo Canal Solar (2020b), o valor “1.00” corresponde a energia captada caso o módulo estivesse na posição horizontal. Valores acima, como “1,10” demonstra que haverá um ganho de 10% na captação caso o módulo seja instalado com a inclinação correspondente.

Com relação as curvas, a verde representa a quantidade de irradiação que seria recebida pelos módulos caso não houvesse o sombreamento mútuo. A preta já considera o efeito do sombreamento mútuo para demonstrar o ganho na irradiação recebida pelo módulo para os diversos ângulos de inclinação, porém, sem considerar os efeitos elétricos. Por fim, a curva laranja traz as mesmas representações de ganhos demonstradas pela curva preta, mas acrescenta os efeitos elétricos, como a ativação dos diodos de bypass.

Uma das telas de configurações, acessada pelo menu *Change Parameter* permite ao usuário optar por fazer a simulação com a distância entre os painéis fixa (*Pitch*) ou mantendo o *Shading limit angle* fixo.

O ângulo denominado pelo software como *Shading limit angle* corresponde ao ângulo da altura solar, ou simplesmente altura solar, expressa em graus, a partir da qual o sombreamento mútuo entre as fileiras se inicia, gerando perdas de geração ao sistema. Por definição, a altura solar consiste no ângulo entre os raios solares e sua projeção sobre um plano horizontal. A Figura 5.18 ilustra o conceito da altura solar.

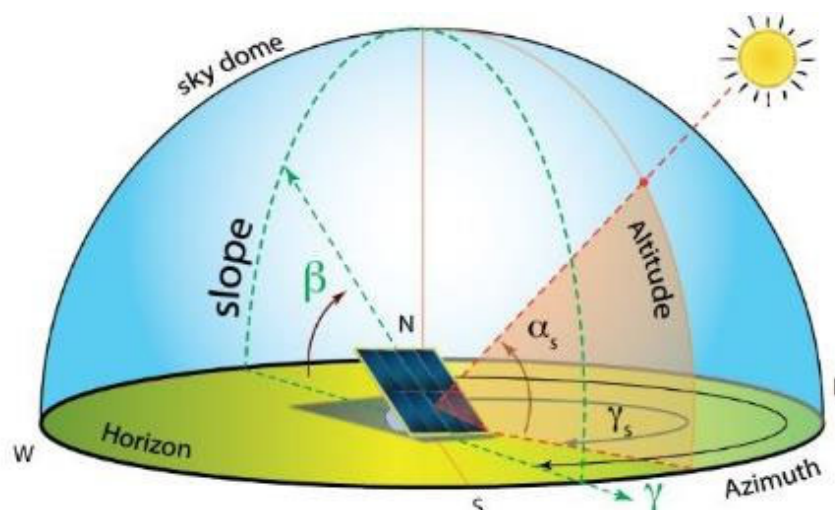


Figura 5.18 - Representação do ângulo da altura solar (α_s)
Fonte: (PORTAL ENERGIA, 2018)

Outra definição para o *Shading limit angle* é que se trata da mínima altura que o sol deve estar para que os módulos de uma fileira não causem sombreamento nos módulos da fileira de trás (SILVÉRIO, 2018). A Figura 5.19 ajuda no entendimento do conceito por trás dos parâmetros *Shading limit angle* e *Pitch*, do software PVsyst.

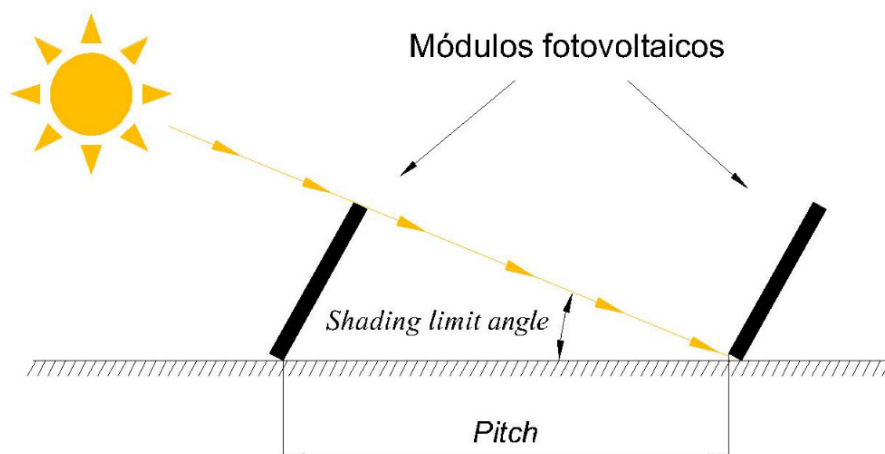


Figura 5.19 - Parâmetros Shading limit angle e Pitch do Pvsyst
Fonte: Elaborado pelo autor

Tendo em vista que neste projeto as distâncias entre os módulos fotovoltaicos são fixas, pois estão atreladas as medidas dos flutuadores, a opção *Constant Pitch* foi a escolhida para as simulações. A tela para escolha deste parâmetro pode ser vista na Figura 5.20.

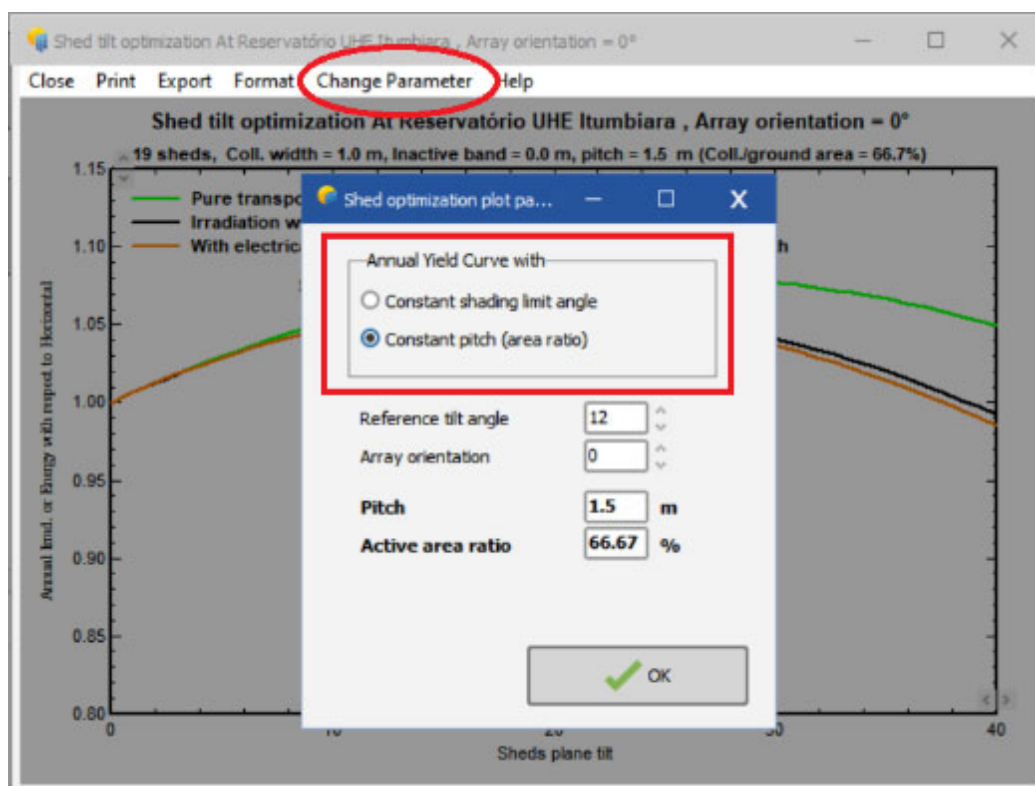


Figura 5.20 - Parâmetros *Pitch* fixo ou *Shading limit angle* fixo
Fonte: Elaborado pelo autor a partir do Pvsyst

Quando se escolhe a opção de *Pitch* fixo, o software demonstra somente o ponto na curva correspondente a inclinação selecionada. Entretanto, é possível exportar os dados do gráfico, o que permite que os mesmos sejam utilizados para traçar um gráfico em outro software, como o Excel. Com isso, foi possível traçar um gráfico com as informações referentes a inclinação de 5° e a inclinação de 12° no mesmo gráfico, como visto na Figura 5.21.

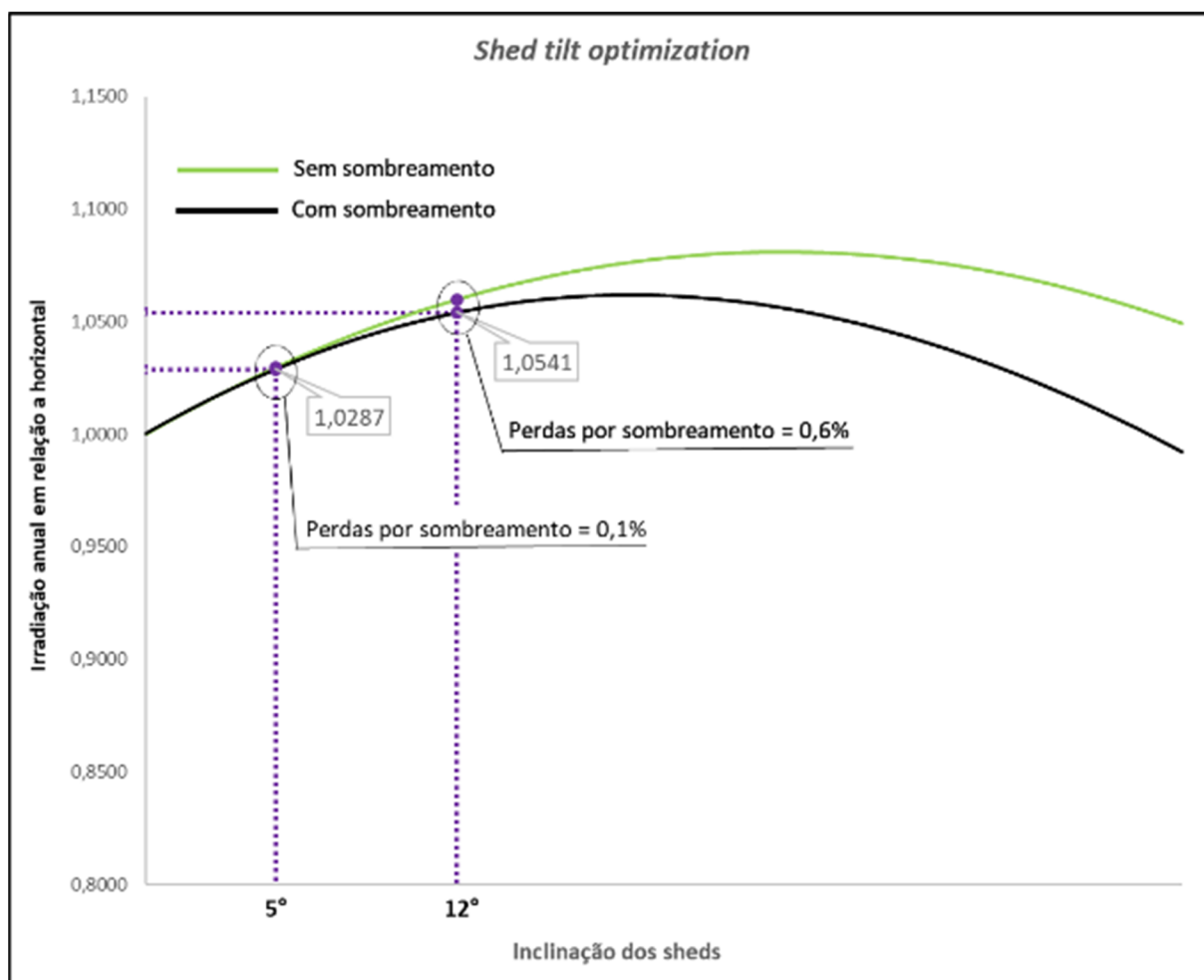


Figura 5.21 - Resultado das simulações de perdas por sombreamento mútuo
Fonte: Elaborado pelo autor a partir do Excel com dados do PVsyst

Este gráfico auxilia na tarefa de determinar qual inclinação fará com que o sistema receba a maior quantidade de energia solar, pois reúne todas as informações necessárias. Assim, é possível observar que as perdas por sombreamento são 0,5% menores utilizando 5° de inclinação. Entretanto, é fácil observar que a irradiação recebida pelos painéis seria aproximadamente 2,5% menor se comparado ao ângulo de 12° de inclinação.

Pode-se observar que ao reduzir o ângulo de inclinação melhoram-se as perdas por sombreamento, mas piora-se a absorção de energia pelos módulos, o que acarreta na diminuição da energia gerada. Isso ocorre porque quanto mais a superfície coletora dos módulos estiver perpendicular aos raios solares, maior será a energia absorvida. Assim, dependendo da localidade, ao inclinar o módulo em relação a horizontal, obtém-se um ganho na absorção de energia (SILVÉRIO, 2018).

Outra informação importante fornecida pelo PVsyst é o período do dia durante o qual não haverá sombreamento mútuo entre as fileiras. Para isso, basta acessar a carta de trajetória solar da localidade, disponível através da opção *Shading Graph*, acessível através da tela da ferramenta *Orientation*, como pode ser visto na Figura 5.22

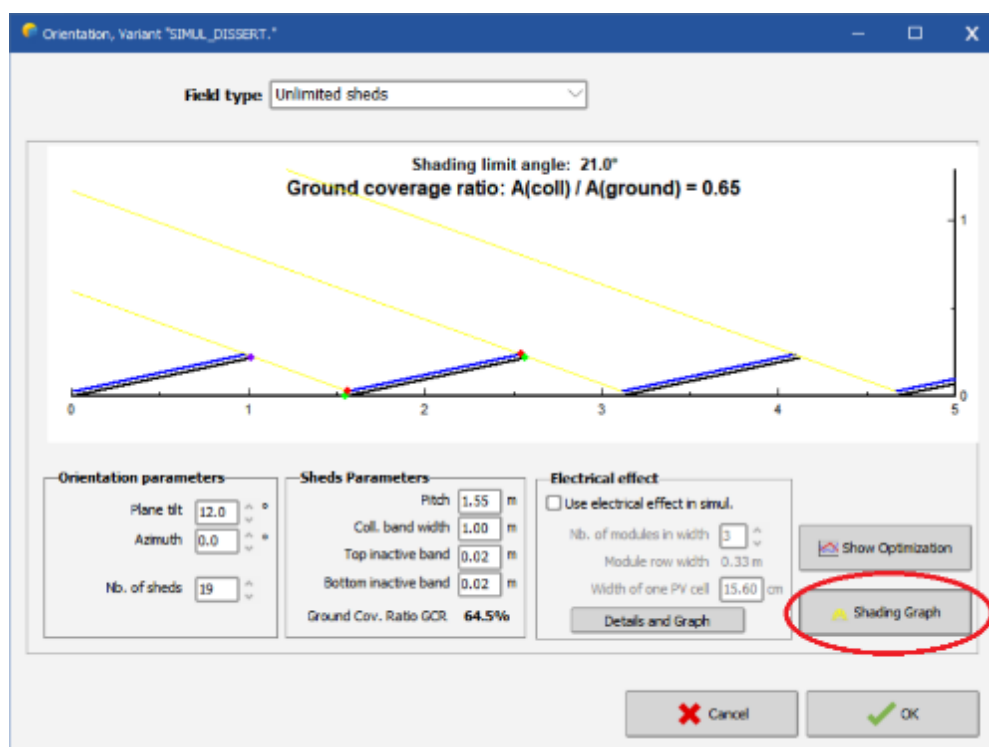


Figura 5.22 - Acesso a carta de trajetória solar
Fonte: Elaborado pelo autor a partir do PVsyst

Como pode ser visto na Figura 5.23, além da trajetória solar da localidade em estudo, a ferramenta disponibiliza as linhas de sombreamento mútuo, para um determinado valor do ângulo limite de sombreamento.

Shed Mutual Shading at Reservatório UHE Itumbiara, (Lat. -18.4201° S, long. -49.1076° W, alt. 510 m) - Solar Time

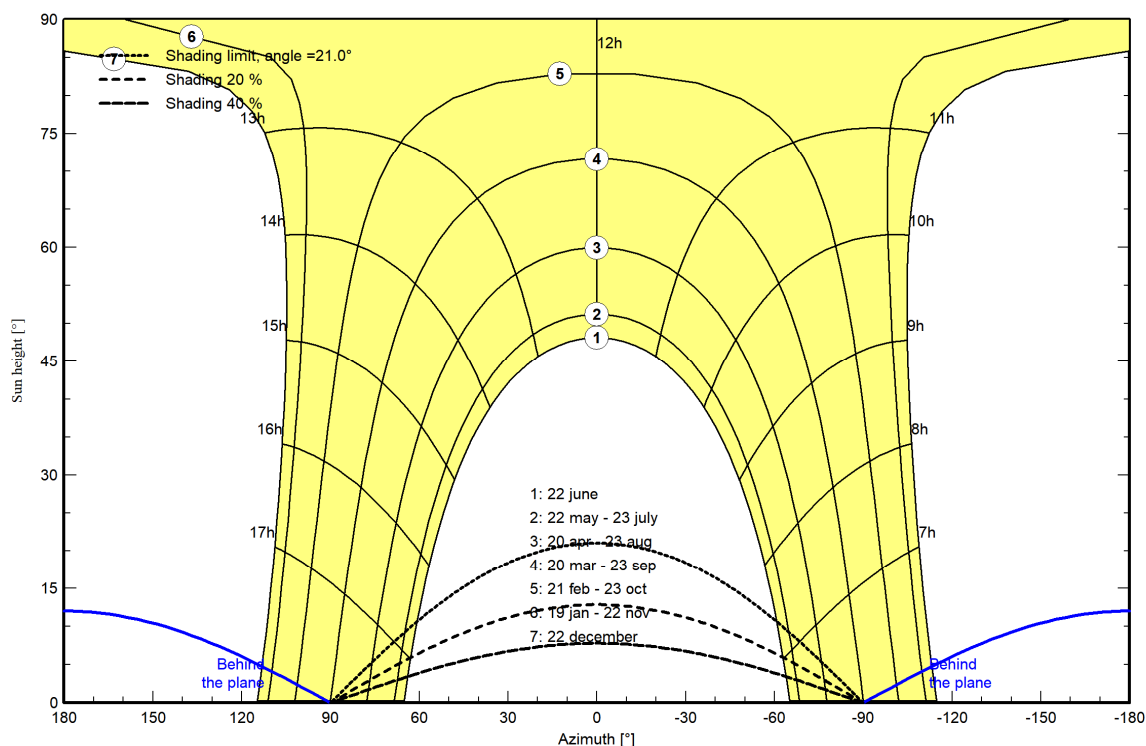


Figura 5.23 - Carta da trajetória solar com as linhas de sombreamento mútuo

Fonte: Elaborado pelo autor a partir do PVsyst

Analisando a figura, observa-se que os módulos, para as configurações de *Pitch* igual a 1,5 metros e ângulo de inclinação de 12° , ficarão totalmente livres de sombreamento mútuo no período de 08:00 as 16:00 horas. É possível alterar este horário modificando o valor do *Pitch* e da inclinação dos módulos, alterando conseqüentemente o valor para ângulo limite de sombreamento.

Considerando todas as informações obtidas através da ferramenta de otimização, optou-se por manter a inclinação da instalação dos módulos em 12° para o dimensionamento do projeto.

5.5.7 Perdas térmicas

O PVsyst conta ainda com a opção de ajustar os parâmetros térmicos da simulação, através da definição das constantes térmicas dos módulos. Estas constantes são utilizadas no modelo térmico matemático da simulação e estão acessíveis através da guia *Thermal parameter*, dentro da ferramenta *Detailed losses* (SILVÉRIO, 2018).

Segundo Silvério (2018), a possibilidade de definir como o tipo de montagem dos módulos interfere no resfriamento natural gerado pelo vento na parte traseira dos mesmos, é a principal variável acessível através desta opção do software.

A opção escolhida para retratar o comportamento dos módulos na simulação foi a *Integration with fully insulated back*. Segundo a ajuda online do software (PVSYST, 2021a), esta opção considera que os módulos estão com a traseira totalmente obstruída ao resfriamento natural do vento. Apesar de nenhuma das faces dos flutuadores ser totalmente impermeável ao vento neste tipo de instalação, decidiu-se utilizar esta opção pois o formato dos flutuadores causa uma considerável obstrução ao escoamento do vento pela parte traseira dos módulos. Além disso, esta opção é mais conversadora, o que evita que o modelo real venha a ter uma performance inferior ao obtido na simulação, devido a uma condição de resfriamento natural inferior a escolhida para a simulação. A Figura 5.24 mostra a tela do software, as opções disponíveis e a opção escolhida.

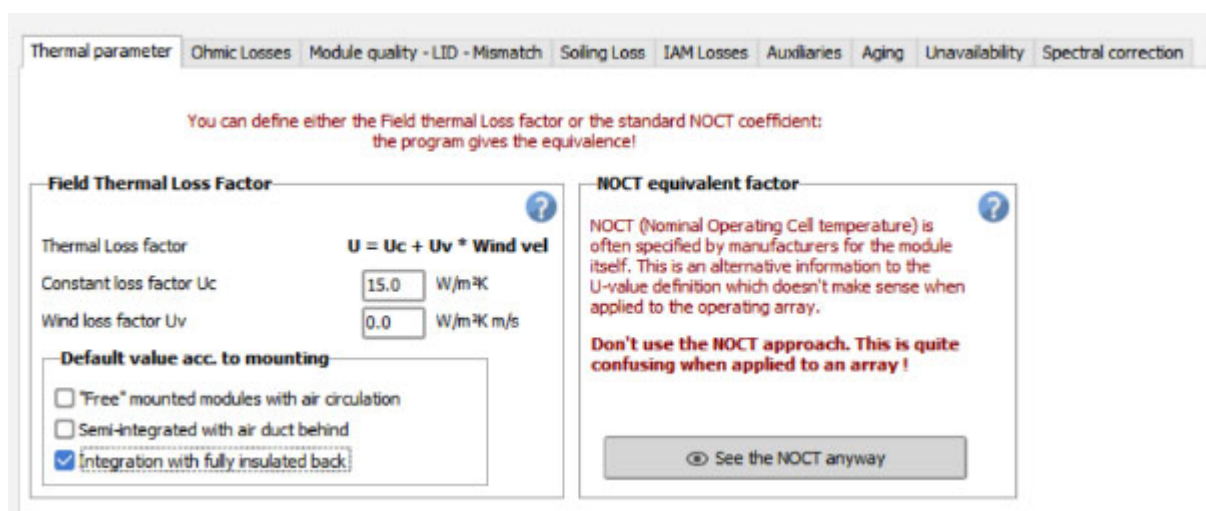


Figura 5.24 - Especificações das perdas térmicas
Fonte: Elaborado pelo autor a partir do PVsyst

5.5.8 Perdas devidas à indisponibilidade

O software permite ainda adicionar períodos de indisponibilidade do sistema, para que sejam computados na simulação. Essa indisponibilidade refere-se a períodos de manutenção, defeitos, entre outros.

Esses períodos podem ser definidos manualmente ou podem ser gerados aleatoriamente pelo PVsyst, baseados nos parâmetros escolhidos. Para essas horas de falha, o sistema será considerado inativo durante a simulação.

A perda de energia gerada pela indisponibilidade real do sistema depende de diversos fatores que não podem ser previstos, como o clima. Portanto, a perda de energia avaliada pela simulação não corresponderá ao tempo de indisponibilidade especificado, tendo apenas um significado estatístico (PVSYST, 2021a). A tela com os parâmetros utilizados na simulação pode ser vista na Figura 5.25.

The screenshot shows the 'Unavailability' tab in the PVsyst software. It is divided into two main sections: 'Unavailability of the system' and 'Unavailability periods'.
 In the 'Unavailability of the system' section, there are three input fields: 'Unavailability time fraction' set to 2.0%, 'Unavailability duration' set to 7.30 days/yr, and 'Number of periods' set to 3. A 'Set Random' button is located below these fields. A 'Default' checkbox is checked, and a help icon (?) is present.
 The 'Unavailability periods' section contains a table with three rows, each representing a specific unavailability event. Each row has a 'Beginning Date / Hour' column and a 'Duration' column. The first row is 03/06/1990 at 03:00:00 with a duration of 58 hours. The second row is 01/09/1990 at 09:00:00 with a duration of 58 hours. The third row is 27/12/1990 at 04:00:00 with a duration of 58 hours.

Figura 5.25 - Especificações das perdas por indisponibilidade
 Fonte: Elaborado pelo autor a partir do PVsyst

5.5.9 Demais perdas

O PVsyst permite ainda definir perdas ocasionadas pela qualidade dos módulos, pela poluição, entre outras. Entretanto, devido a imprecisão de algumas variáveis do projeto, que só podem ser dirimidas com base em levantamentos mais aprofundados e da subjetividade destas perdas, optou-se por ignorá-las na simulação do sistema aqui proposto.

5.5.10 Arranjo fotovoltaico

Pode-se definir o arranjo fotovoltaico como um conjunto de módulos conectados, produzindo tensão e corrente suficientes para a utilização da energia. Quando os módulos são conectados em série, as tensões são somadas e a corrente não é afetada. Já quando a ligação é feita em paralelo, ocorre a adição das correntes enquanto a tensão continua a mesma (GUIMARÃES *et al.*, 2004).

Para compatibilizar a tensão e a corrente do arranjo fotovoltaico com as especificações do inversor escolhido, a soma das tensões dos módulos conectados em série não pode ultrapassar o valor máximo suportado pelo inversor, que no caso deste estudo é 1.000 V.

Deve-se ter essa preocupação com relação a ligação dos módulos em paralelo, pois deve-se garantir que o arranjo fotovoltaico não injete uma corrente no inversor acima da sua capacidade.

Segundo as especificações do fabricante, cada módulo fotovoltaico utilizado no projeto, TALLMAX plus TSM-390FRAMED 144 HALF-CELL MODULE, apresenta uma tensão de máxima potência de 40,5 V e uma corrente máxima potência de 9,64 A. Estas são a tensão e corrente do módulo no ponto de potência máxima, alcançado sob determinadas condições de insolação e temperatura.

Depois de algumas simulações no software PVsyst, a configuração do arranjo foi definida com 23 *strings*, cada um com 19 módulos conectados em série, sendo necessários dois inversores, um recebendo 12 *strings* e o outro 11 *strings*. Os módulos serão conectados em série com a utilização de cabos desenvolvidos para instalações fotovoltaicas e a conexão em paralelo ocorrerá em duas *strings boxes*, conforme indicado na Figura 5.26.

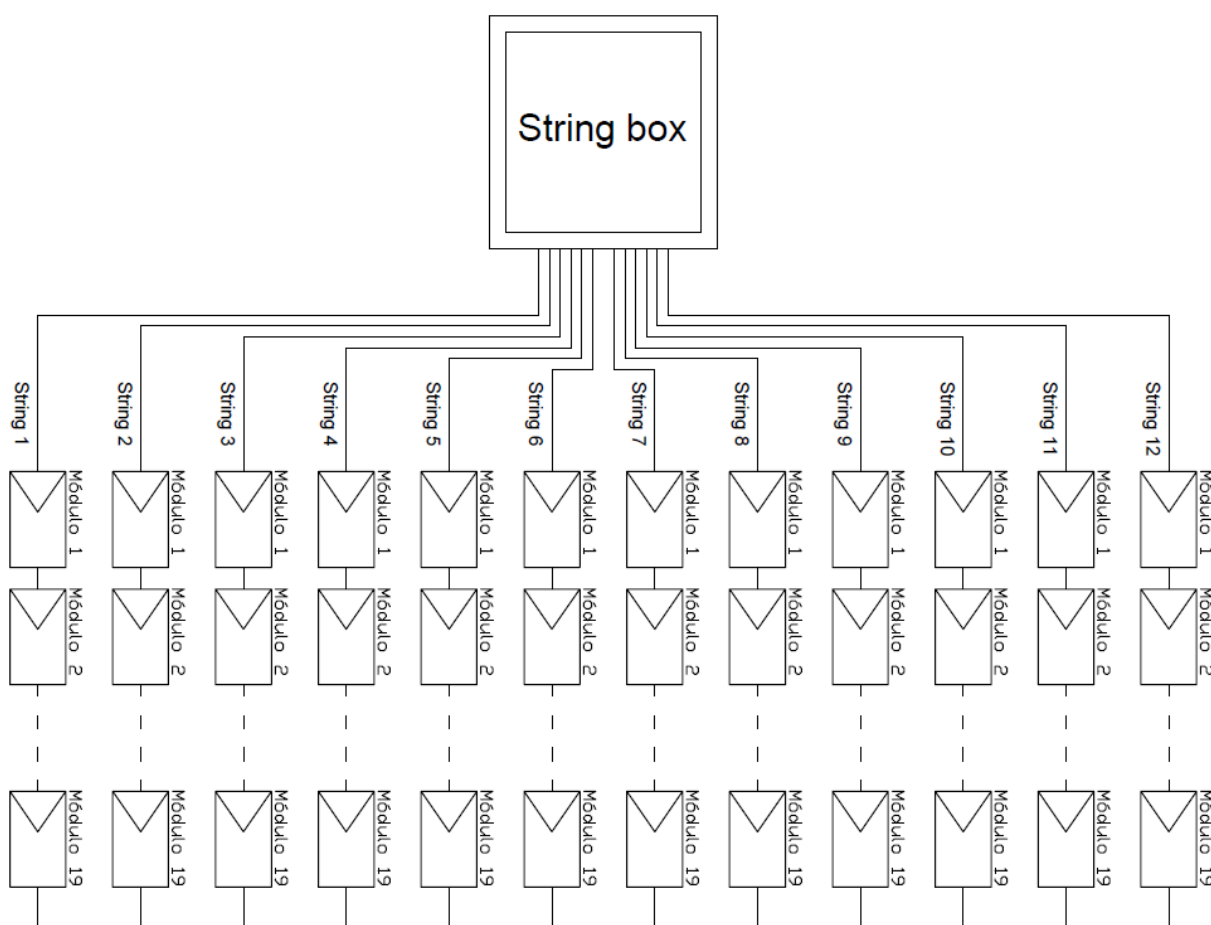


Figura 5.26 - Ligação das *Strings* na *String Box*
Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 5.5 mostra as grandezas elétricas de cada *string*, formadas por 19 módulos de 390Wp. Cabe salientar que estes valores são baseados nas condições de teste padrão ou STC (standard test conditions), com a temperatura da célula em 25°C, com uma irradiância de 1000w/m² e com massa de ar de 1,5 (AM1.5), conforme definido pela IEC 60904-3.

Tabela 5.5 - Grandezas elétricas das Strings

Tensão	944.3 V
Corrente	10,08 A

Fonte: Elaborado pelo autor

A próxima etapa após as *strings* serem conectadas na *stringbox* é a interligação entre as *stringboxes* e o inversor. Devido ao comprimento do circuito e a queda de tensão associada, os condutores dessa interligação apresentam seções maiores. Quanto maior for a seção desses condutores, menor serão as perdas elétricas e maiores distâncias poderão ser alcançadas entre as *stringboxes* e o inversor. Tendo em vista que os sistemas fotovoltaicos estão inclusos na cobertura da norma ABNT NBR 5410, os limites de queda previstos devem ser respeitados. No projeto apresentado por este trabalho, a queda de tensão do sistema será mantida abaixo de 3%.

A partir dos inversores, circuitos de corrente alternada seguem para o painel QDCA USINA HÍBRIDA, sendo conectados em seu barramento principal de 380V. Essa conexão coloca os inversores trabalhando em paralelo, entregando a potência total do sistema fotovoltaico flutuante. A Figura 5.27 mostra o diagrama unifilar simplificado destas conexões.

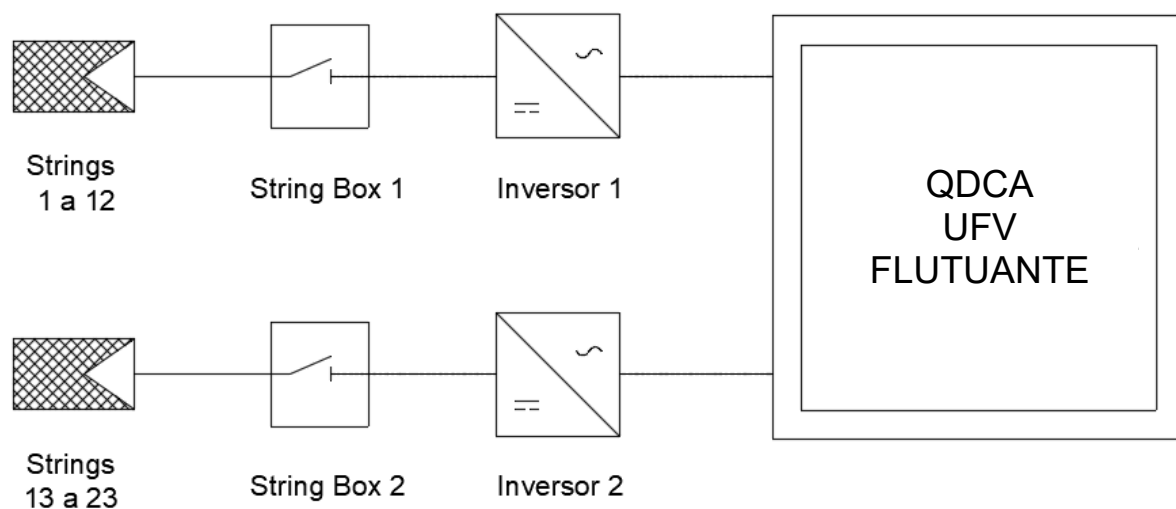


Figura 5.27 - Diagrama Unifilar Simplificado das conexões do sistema fotovoltaico flutuante
Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 5.6 mostra as informações gerais do arranjo fotovoltaico dimensionado neste trabalho.

Tabela 5.6 - Dados do arranjo fotovoltaico

Dados do Arranjo fotovoltaico	
Potência CC	170 kWp
Potência CA	155 kW
Número de inversores	2
Número de módulos	437
Módulos por <i>String</i>	19
Total de <i>Strings</i>	23

Fonte: Elaborado pelo autor

5.6 Estimativas de produção de energia

A partir da simulação do sistema com todos os parâmetros e condições apresentadas anteriormente, obteve-se os resultados que serão apresentados a seguir.

O PVsyst calcula a expectativa de geração para o período de um ano baseado nos dados meteorológicos do local e dos dados técnicos dos equipamentos selecionados. Um resumo dos resultados pode ser visto na Tabela 5.7, com destaque para a coluna *Potência Efetiva Módulos*, que representa a energia efetiva medida na saída do arranjo de módulos fotovoltaicos. A coluna *Potência Injetada Grid* representa a energia injetada na rede e a *Razão de Performance* demonstra o coeficiente de desempenho do sistema. Observa-se que a estimativa para a energia anual produzida é de aproximadamente 274 kWh/ano.

Tabela 5.7 - Tabela resumo com os resultados do PVsyst

	Irradiação Global Horizontal	Irradiação Difusa Horizontal	Temperatura Ambiente	Irradiação Global no Plano do Módulo	Irradiação Global Efetiva	Potência Efetiva Módulos	Potência Injetada Grid	Razão de Performance
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	
Janeiro	173,3	87,6	24,4	166,9	161,9	23.193	22.807	0,802
Fevereiro	159,6	77,3	24,6	157,8	153,6	21.955	21.596	0,803
Março	163,4	70,3	24,3	168,9	164,5	23.434	23.063	0,801
Abril	158,1	51,0	24,2	172,2	167,9	23.863	23.498	0,801
Mai	146,0	45,3	22,8	166,8	162,9	23.594	23.238	0,818
Junho	136,5	33,8	22,1	161,2	157,1	22.846	20.774	0,756
Julho	148,8	38,1	22,9	173,6	169,6	24.471	24.105	0,815
Agosto	166,5	46,1	25,1	186,4	182,2	25.773	25.392	0,799
Setembro	166,2	68,1	26,9	175,1	170,7	24.005	22.515	0,755
Outubro	178,6	75,6	26,3	179,5	173,9	24.508	24.125	0,789
Novembro	170,4	76,2	24,6	164,0	158,8	22.690	22.322	0,799
Dezembro	169,6	87,3	24,4	161,5	156,1	22.610	20.188	0,733
Anual	1937,0	756,7	24,4	2033,8	1979,2	282.943	273.623	0,789

Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando a coluna *Razão de Performance* pode-se observar que o coeficiente de desempenho do sistema foi superior, ou ficou próximo, a 0,8 em todos os meses, com exceção de junho, setembro e dezembro, nos quais foram configuradas uma indisponibilidade da planta por 58 horas, simulando eventuais paradas para manutenção e/ou defeitos no sistema fotovoltaico flutuante. Segundo Ahlert (2017), sistemas com coeficientes acima de 80% são considerados de alta performance.

O relatório completo com todos os resultados obtidos através do PVsyst é apresentado no Anexo C, que apresenta a capacidade de fornecimento de energia do sistema fotovoltaico e um diagrama detalhado das perdas por temperatura, entre outras informações importantes.

5.7 Conjunto de flutuadores

Como visto anteriormente, a usina fotovoltaica flutuante será formada por módulos fotovoltaicos fixados em uma estrutura flutuante, composta por vários flutuadores principais e secundários, conectados entre si, formando uma grande ilha solar no reservatório da usina hidrelétrica.

O PVsyst informa uma área ocupada pelos módulos de 867 m². Esse valor refere-se somente a área equivalente de cada módulo multiplicada pela quantidade total de módulos. Entretanto, a área ocupada pelo conjunto de flutuadores necessários para suportar os 437 módulos fotovoltaicos é maior.

Para chegar ao número total de flutuadores necessários para atender a demanda e a área total ocupada pelo sistema fotovoltaico flutuante, utilizou-se o software Autocad para desenhar os flutuadores e módulo fotovoltaico com suas respectivas medidas. A Figura 5.28 mostra os desenhos destes equipamentos.

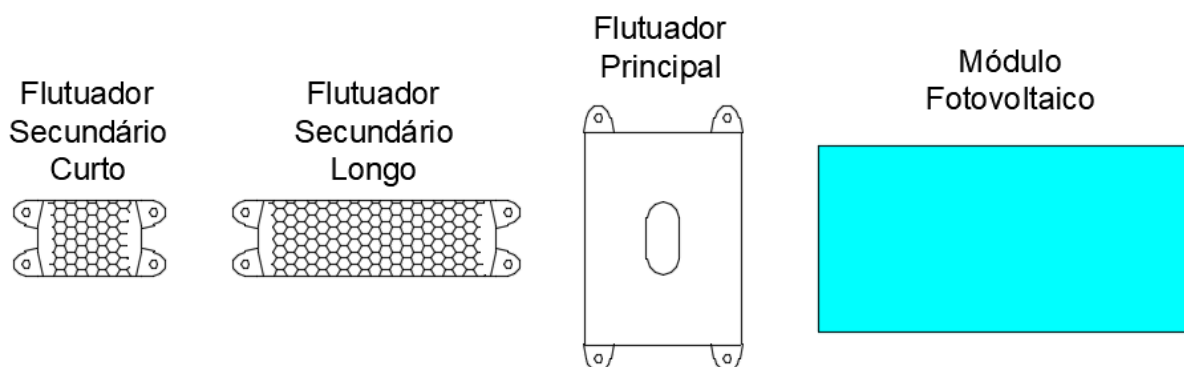


Figura 5.28 - Flutuadores e módulo fotovoltaico desenhados no software Autocad
Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 5.29 mostra todos os elementos conectados, formando a representação dos flutuadores utilizados em cada módulo fotovoltaico.

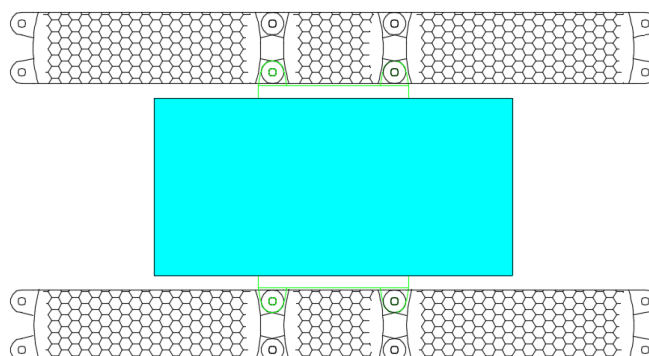


Figura 5.29 - Conjunto de flutuadores conectados
Fonte: Elaborado pelo autor

O conjunto de flutuadores forma uma ilha compacta de aproximadamente 51m x 30m, ocupando uma área na superfície do reservatório de aproximadamente 1.530 m². A montagem normalmente é realizada na margem do lago, em quantidades menores de flutuadores e com os módulos fotovoltaicos já fixados sobre os suportes. Posteriormente estes conjuntos são transportados até o local definitivo, com auxílio de lanchas. Estando posicionados em seus respectivos locais, estes pequenos conjuntos são conectados uns aos outros, formando o conjunto total. As dimensões e aparência do conjunto podem ser observadas na Figura 5.30.

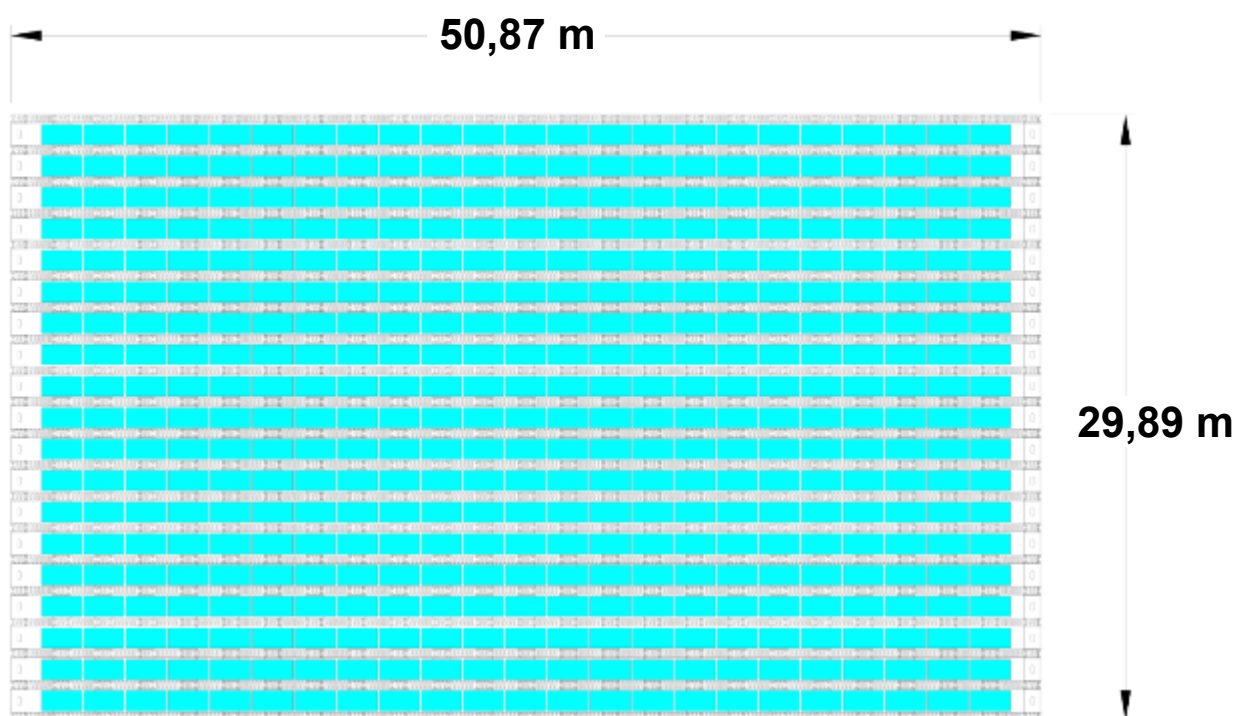


Figura 5.30 - Dimensões do conjunto de flutuadores
Fonte: Elaborado pelo autor

Após finalizar as conexões mecânicas, realizam-se as conexões elétricas entre os módulos e destes para as *String Boxes*. A quantidade total de flutuadores necessários para o arranjo é apresentada na Tabela 5.8 :

Tabela 5.8 - Número total de flutuadores por tipo

Flutuadores	Quantidade
Flutuadores Principais	475
Flutuadores Secundários Longos	480
Flutuadores Secundários Curtos	500

Fonte: Elaborado pelo autor

Percebe-se uma diferença entre a quantidade de flutuadores principais e a quantidade de módulos fotovoltaicos. Isto ocorre porque alguns destes flutuadores serão instalados para permitir o acesso aos módulos durante as manutenções do sistema.

5.8 Ancoragem e amarração

A principal função do sistema de ancoragem e amarração é evitar que o sistema fotovoltaico flutuante se desloque devido à ação do vento e das massas de água que se deslocam em diferentes direções, evitando com isso que os equipamentos se danifiquem.

Tendo em vista que para a correta definição do sistema de ancoragem, é necessário conhecer diversos dados do local de instalação do sistema fotovoltaico flutuante, dentre elas topografia, batimetria, composição do solo, características químicas e variação do nível da água, velocidade e direção do vento, além das características de operação do reservatório (EPE, 2020c), este trabalho não irá indicar um tipo de ancoragem específica. As informações a seguir têm como objetivo orientar sobre possíveis soluções, baseadas na literatura e na observação dos sistemas em operação.

As estruturas do sistema de ancoragem podem variar desde uma simples ancoragem em terra, usualmente utilizadas em corpos d'água menores ou muito profundos, até ancoragens altamente complexas adequadas para reservatórios com grandes variações de nível de água, como no caso dos reservatórios de usinas hidrelétricas (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2019a).

No caso de sistemas fotovoltaicos flutuantes instalados em reservatórios de hidrelétricas, pode-se observar que estes sistemas são predominantemente ancorados no fundo do reservatório e/ou em suas margens. Os tipos mais comuns de âncoras observadas, na ancoragem fixada no fundo dos reservatórios, foram blocos de concreto e âncoras helicoidais. Estas opções estão representadas na Figura 5.31.

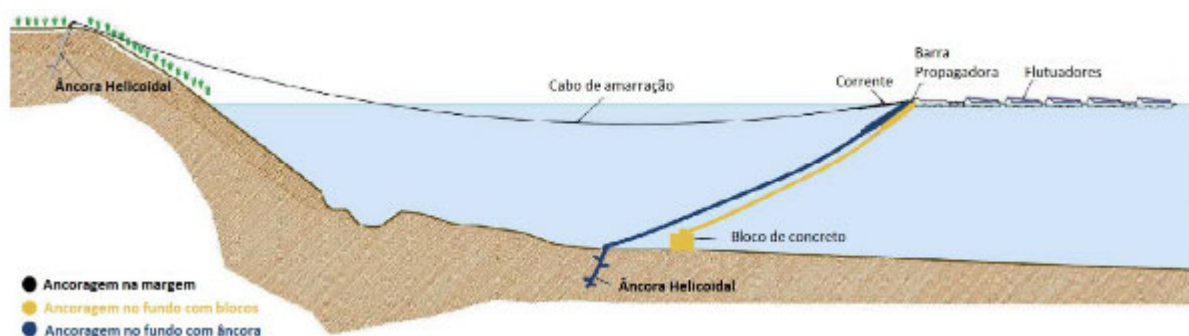


Figura 5.31 - Exemplos de ancoragem
Fonte: Adaptado de (CIEL & TERRE, 2020)

O sistema de amarração possui diversos equipamentos, tendo como itens básicos: barras, manilhas, correntes e cabos de amarração. Barras de alumínio, chamadas de barras de propagação, permite a conexão dos cabos de amarração com a ilha solar, distribuindo a carga entre as duas “orelhas” de conexão dos flutuadores, evitando a concentração da força em um ponto específico dos flutuadores. A carga máxima em cada barra de propagação é de 1.600 daN, como mostrado na Figura 5.32 (CIEL ET TERRE, 2021).

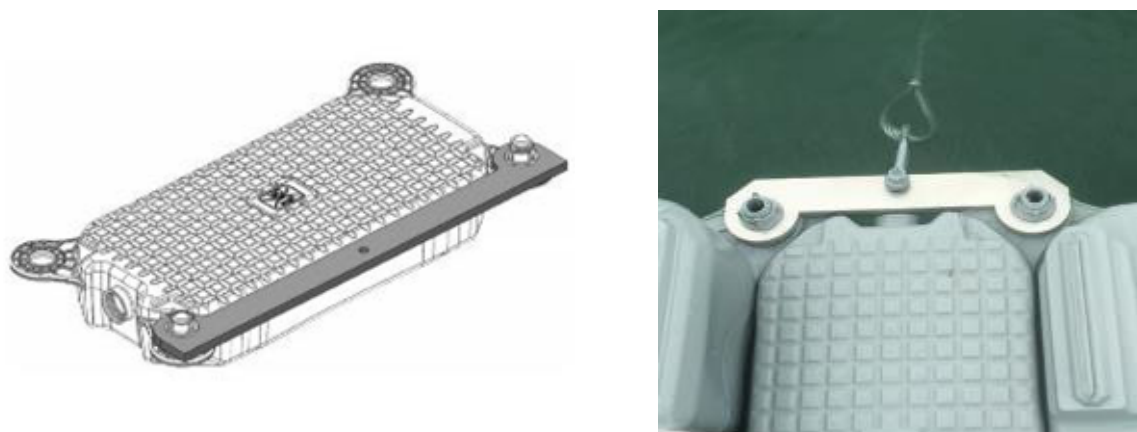


Figura 5.32 - Desenho e foto da Barra de Propagação Hydrelío®
Fonte: (CIEL ET TERRE, 2021)

Os materiais usualmente utilizados para confecção dos cabos de amarração são cabos de aço, fios de aço galvanizado, correntes, cabos de fibra sintética (poliéster, aramida ou Dyneema®), cabos de borracha elástica ou suas combinações. Estas combinações, incluindo o tamanho e configuração de linha, podem ser utilizadas para que o sistema de amarração atinja o desempenho necessário (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2019a) . Normalmente as amarras são presas no sistema de ancoragem através de sapatilhas e grampos. A Figura 5.33 mostra estes itens separadamente e como são aplicadas em conjunto em um cabo de aço.



Figura 5.33 - Sapatilha e Grampo
Fonte: Elaborado pelo autor

Boias ou mesmo pesos auxiliares podem ser adicionados ao sistema de amarração. Isso ajuda a manter os cabos de amarração esticados, o que evita trancos no sistema fotovoltaico, ajudando ainda na acomodação do sistema durante as mudanças no nível da água do reservatório. Entretanto, estes pesos adicionais podem causar um desgaste localizado, devido a carga acrescentada (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2019a).

As variações do nível da água dos reservatórios de usinas hidrelétricas representam um desafio a mais para o sistema de amarração. Os cabos devem ser longos o suficiente para acomodar as mudanças no nível da água, mas devem ser capazes ainda de restringir o movimento lateral, pois os solavancos súbitos produzidos por movimentos laterais bruscos do sistema fotovoltaico, no momento em que os cabos inelásticos passam de frouxos para tensos, podem causar danos nos pontos de amarração. Uma maneira simples é a utilização de boias auxiliares e/ou pesos, conforme citado no parágrafo anterior, mas existem soluções mais modernas e avançadas, como o uso de linhas de amarração elásticas com comprimentos ajustáveis (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2019a)

Outro tópico que merece uma atenção especial está relacionado ao levantamento e escolha dos dados que serão utilizados no projeto. Os dados de velocidade e direção do vento, por exemplo, estão geralmente disponíveis nas estações meteorológicas locais. Mas além da sua velocidade média, a velocidade das rajadas deve ser considerada, pois dela resultarão as forças máximas as quais a ilha fotovoltaica será submetida. Uma falha no sistema de ancoragem ou amarração, causada por um erro de projeto, pode ter impactos graves. Portanto, estes sistemas devem ser providos de redundância, de modo que a falha de uma única linha de amarração não cause falhas em cascata nas linhas restantes (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2019a).

Segundo Ciel et Terre (2021), cada projeto de um sistema de ancoragem e amarração possui um conjunto único de desafios, baseados nas especificações técnicas e as condições ambientais, fazendo com que estes projetos sejam únicos e personalizados. Ainda segundo a empresa, antes de considerar a construção de uma usina fotovoltaica flutuante, o local escolhido deve ser submetido a estudos ambientais e técnicos específicos, como topografia e batimetria, com objetivo de avaliar a viabilidade de seu projeto, antes de realizar qualquer outro estudo ou investimento.

A maioria dos fabricantes de flutuadores, incluindo a Ciel et Terre, oferecem a opção do cliente contratar o protejo de ancoragem e amarração juntamente com o fornecimento dos equipamentos. Esta solução apresenta inúmeras vantagens, dentre elas evitar divergências entre o fornecedor dos flutuadores e um projetista externo, tanto durante a elaboração do projeto quanto no momento de eventuais problemas após a implementação de todo o sistema.

Quanto à manutenção da ancoragem e amarração ao longo da vida útil do projeto, pode ser necessária mão de obra especializada, incluindo o uso de mergulhadores, por exemplo. Todos os componentes do sistema devem ser verificados periodicamente para a detecção de problemas, em especial os relacionados à corrosão, tensão e folga.

6. CONEXÃO DO SISTEMA HÍBRIDO COM A SUBESTAÇÃO

Uma vez que a capacidade de geração da usina fotovoltaica flutuante é superior a demanda necessária para alimentar o sistema de manejo de macrófitas, buscou-se uma solução para escoar a geração excedente.

Após analisar as opções disponíveis, chegou-se à conclusão que a melhor opção seria interconectar o sistema híbrido de geração, formado pela usina fotovoltaica flutuante e o gerador movido a biogás, com a alimentação dos serviços auxiliares da subestação da usina hidrelétrica, mais precisamente no cubículo de média tensão.

Em subestações que compõe a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, os transformadores e autotransformadores costumam ter três enrolamentos. Os enrolamentos primário e secundário são responsáveis pela elevação ou redução do nível de tensão do sistema de transmissão. Já o terciário pode ser usado para diversas finalidades, como alimentar os serviços auxiliares da subestação ou prover a conexão de equipamentos de compensação reativa, entre outras.

Os terciários dos autotransformadores da Subestação Itumbiara possuem atualmente a função de alimentar as cargas dos serviços auxiliares da Usina Hidrelétrica e da Subestação. A proposta aqui apresentada é que, além desta função, estes enrolamentos passem a escoar a energia gerada pelo sistema híbrido, quando esta geração for superior a demanda de energia local.

Além de atender à necessidade de escoar a geração excedente, essa interconexão garantirá o fornecimento de energia elétrica para o sistema de remoção das macrófitas, mesmo durante eventos de manutenções ou defeitos do sistema híbrido de geração. Uma vantagem adicional desta interconexão é a possibilidade do sistema operar sem a necessidade de um sistema de armazenamento, como banco de baterias, o que elimina os custos de aquisição e de manutenção associados, sem fazer com que o funcionamento do sistema de remoção dependa da disponibilidade do sol.

Todavia, uma série de estudos devem ser realizados antes que esta solução seja efetivamente implementada. A segurança e disponibilidade dos autotransformadores, e de todo o complexo de geração hidrelétrica tem que ser colocado em primeiro lugar, haja vista que qualquer falha nestes equipamentos pode representar uma perda na oferta de energia e acarretar outros problemas sistêmicos graves. A

Figura 6.1 mostra o diagrama da interconexão.

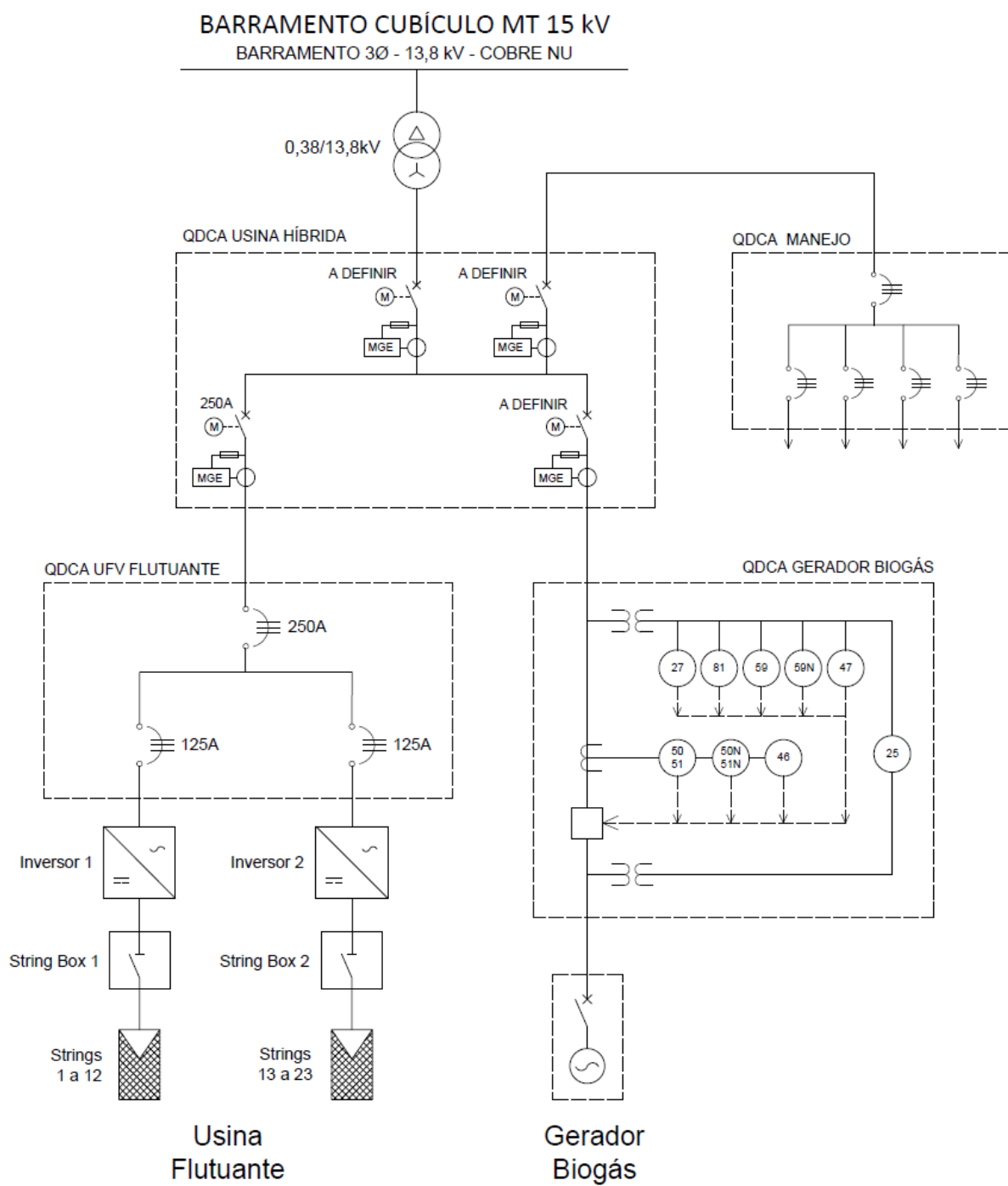


Figura 6.1 - Diagrama unifilar simplificado da interconexão
Fonte: Elaborado pelo autor

6.1 Isolação dos condutores da conexão

Sistemas ligados em delta são utilizados, principalmente, onde deseja-se que o efeito de uma falta fase-terra não implique na necessidade de desligamento do sistema. Entretanto, diante de uma falta fase-terra, todos os isolamentos à terra ficam submetidos a valores de tensão fase-fase.

Os bancos de autotransformadores da Subestação de Itumbiara alimentam os serviços auxiliares do complexo hidrelétrico através dos seus enrolamentos terciários. Estes enrolamentos possuem a tensão nominal de 13,8kV e estão conectados em delta, fazendo com que estes bancos tenham a característica de operar continuamente diante de uma falta fase-terra ocorrida em seus terciários. Esta condição operativa foi implementada para evitar que uma eventual falha a terra destes terciários venha a tirar os autotransformadores de operação, o que implicaria em consequências graves para o SIN.

Entretanto, como mencionado, esta funcionalidade traz a desvantagem de submeter os isolamentos a terra dos equipamentos conectados a estes terciários a uma tensão fase-fase, durante a permanência da falta fase-terra, exigindo um nível de isolação extra. Esta condição afeta diretamente o dimensionamento dos condutores responsáveis pela interconexão do sistema híbrido com a subestação.

De acordo com ABNT NBR 6251, a tensão de isolamento dos cabos deve ser designada através dos valores U_0/U , onde:

- *U_0 é o valor eficaz da tensão entre condutor e terra ou blindagem da isolação ou qualquer proteção metálica sobre esta;*
- *U é o valor eficaz da tensão entre condutores.*

Tendo em vista que a tensão no terciário dos autotransformadores é 13,8 kV, poder-se-ia chegar à conclusão que cabos com tensão de isolamento de 8,7/15 kV seriam adequados para serem usados na interconexão. Entretanto, deve-se levar em consideração que durante uma falta fase-terra, todos os isolamentos à terra ficam submetidos a valores de tensão fase-fase.

Para seleção da tensão de isolamento do cabo em função das características do sistema, a ABNT NBR 6251 prevê que a seleção de U_0 depende do tipo de sistema e do sistema de aterramento. Para este objetivo, os sistemas são divididos em três categorias: Categoria A, Categoria B e Categoria C. A diferença entre as categorias está basicamente

relacionada ao tempo de desligamento do sistema quando qualquer condutor fase venha a ter contato com a terra ou com um condutor terra.

Apesar da exigência imposta pelos procedimentos de rede do ONS que a proteção dos transformadores e autotransformadores contemplem a função de sobretensão de sequência zero (59 G) vinculada ao enrolamento terciário ligado em delta, para alarme de faltas à terra quando o terciário alimentar cargas locais na subestação, não se pode precisar quanto tempo a operação irá demorar para eliminar esta falta, pois isso envolve diversas questões operativas. Por isso, analisando os critérios impostos pela norma e condições as quais os cabos de interligação estarão submetidos, deve-se enquadrar o sistema na Categoria C.

Ainda de acordo com a ABNT NBR 6251, a tensão de isolamento U_0 do cabo não deve ser inferior ao valor estabelecido na coluna apropriada da Tabela A.1. do Anexo A da referida norma, reproduzida a seguir na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Valores mínimos para (U_0) em função da categoria e da tensão máxima de operação do sistema

Tensão máxima de operação do sistema (U_m) kV	Tensão de isolamento do cabo (U_0) kV	
	Categorias A e B	Categoria C
1,2	0,6	0,6
3,6	1,8	3,6
7,2	3,6	6
12	6	8,7
17	8,7	12
24	12	15
30	15	20
42	20	-

Fonte: ABNT NBR 6251

Assim, a interligação entre o Sistema de Geração Híbrido e a Subestação de Itumbiara, através da conexão ao terciário dos autotransformadores, deve ser realizada com cabos de média tensão com a característica de isolamento de 12/20 kV, ao invés de 8,7/15 kV.

6.2 Cubículos de 15 kV

O isolamento de um determinado equipamento ou dispositivo para sobretensões atmosféricas é especificado através do NBI (Nível Básico de Isolamento) ou BIL (Basic Impulse Lightning) (REIS, 2013).

O NBI dos terciários dos autotransformadores AT50 e AT53 da subestação de Itumbiara é 110kV. A fim de se manter o nível de isolamento do sistema terciário, todos os materiais e equipamentos empregados no sistema devem manter mesmo nível de isolamento definido de forma a garantir a confiabilidade sistêmica.

Além da coordenação de isolamento, outra necessidade envolvendo os cubículos de 15 kV refere-se à adequação da proteção, tanto para proteger o Sistema Híbrido quanto, principalmente, para manter os serviços auxiliares do complexo hidrelétrico funcionando normalmente caso os sistemas de geração fotovoltaica e a biogás apresentem alguma condição anormal de funcionamento.

6.3 Estudo de ferro-ressonância

A ferro-ressonância é um fenômeno oscilatório não-linear complexo ocasionado por circuitos capacitivos ressonantes, com indutores não lineares presentes em transformadores e que provoca sobretensões, cuja forma de onda provocam danos a isolação, podendo ocasionar a queima e explosão desses equipamentos.

Devido a distância entre o sistema híbrido e o ponto de conexão, a instalação dos cabos de média tensão que farão a interligação acrescentam um valor significativo de capacitância no sistema terciário do autotransformador. Sendo assim, a fim de se garantir a integridade e confiabilidade das instalações, ainda na fase de projeto, deve-se realizar um estudo de ferro ressonância.

6.4 Transformador e resistor de aterramento

Os transformadores de aterramento e resistores são utilizados para detectar faltas à terra em sistemas isolados. O mesmo se aplica aos terciários dos bancos dos autotransformadores já citados.

Com a conexão do Sistema Híbrido de Geração de Energia através de cabos de média tensão, o acréscimo da capacitância no sistema terciário do autotransformador gera também a necessidade da adequação do conjunto transformador e resistor de aterramento, substituindo o sistema atual por um de maior capacidade, atendendo assim à nova configuração do sistema.

Ainda que exista uma possível solução envolvendo a instalação de um conjunto adicional de transformador e resistor de aterramento na outra extremidade do circuito de

conexão, faz-se necessária a elaboração de estudos elétricos para a verificação do desequilíbrio de tensões fase-terra na área terciária, para analisar a viabilidade desta solução.

6.5 Estudo do comportamento elétrico do sistema

Dado a importância da Subestação de Itumbiara para o SIN, assim como de qualquer subestação da Rede Básica, é imprescindível que sejam realizados estudos elétricos para verificação do comportamento dos autotransformadores e de todo o sistema, uma vez que o objetivo da interconexão é a inserção de potência no SIN através do terciário dos transformadores. Nesse contexto, a realização dos estudos de Sincronismo, Fluxo de potência e Harmônicos figuram como os mais importantes.

7. CONCLUSÃO

7.1 Conclusão e contribuições

A análise desenvolvida nesta dissertação, sob os parâmetros de projetos apresentados, é conclusiva no que concerne aos ganhos alcançados com a implantação do sistema de manejo de macrófitas e geração híbrida.

O custo apenas da retirada de macrófitas do reservatório da Usina Anta, no Brasil, em 2014 foi de aproximadamente um milhão e meio de dólares. O projeto apresentado neste trabalho permite que as macrófitas possam ser utilizadas como fonte de renda para usinas hidrelétricas, utilizando a sua biomassa para a geração de biogás, que por sua vez pode ser usado para geração de energia, reduzindo assim os custos de remoção destas plantas.

A avaliação do potencial de produção de biogás e energia a partir das macrófitas é uma etapa importante para determinar-se a viabilidade do sistema de geração a biogás. Entretanto, para avaliação deste potencial, seria necessária a instalação de uma planta em escala piloto em um reservatório de uma hidrelétrica, o que foge do escopo deste trabalho. Todavia, a análise os custos associados a remoção destas macrófitas e o conceito que o combustível utilizado na geração de energia tem custo zero, pois é tratado atualmente como lixo, trazem uma perspectiva muito positiva quanto a viabilidade econômica do sistema de geração de energia elétrica através da utilização do biogás gerado pelas macrófitas. A seguir serão apresentados valores mais detalhados que subsidiam esta análise.

Os custos para remoção das macrófitas nos reservatórios de hidrelétricas está na ordem de R\$ 1.650 mil/ano ou R\$ 32,35/m³ de biomassa. Adicionam-se os custos associados ao transporte e destinação dessas macrófitas na ordem de R\$ 317 mil/ano ou R\$ 6,12/m³. Se a empresa optar na locação de equipamentos, como um trator aquático, o custo estimado foi na ordem de R\$ 400 mil/ano em 2012. Já para a aquisição desses equipamentos, considerando apenas um trator, o custo está estimado foi da ordem de R\$ 600 mil em 2012. Existem ainda outros sistemas específicos para este tipo de remoção, que dispensam adaptações nos tratores e custam na ordem de R\$ 900 mil.

Existem ainda outras aplicações para o biogás gerado, como por exemplo, ser queimado em flare pela empresa, gerando créditos de carbono. Entretanto os motores de combustão interna do tipo "Ciclo - Otto" ainda são as tecnologias mais utilizadas para esse tipo de conversão energética, por isso foram escolhidos como aplicação sugerida por este

trabalho. Além disso, o potencial estimado de geração de energia do sistema fotovoltaico flutuante é de 274 MWh por ano. Esta geração ultrapassa em muito a demanda de energia consumida pelo sistema de manejo de macrófitas proposto. Com isso, a geração excedente pode ser utilizada pelo sistema auxiliar da usina e/ou ser vendido para o sistema interligado nacional. Sendo assim, independente da performance do sistema de geração a biogás, o balanço energético do sistema híbrido será positivo.

Uma vez que o sistema híbrido é superavitário e diversos estudos comprovam a viabilidade financeira de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de usinas hidrelétricas, existindo inclusive alguns sendo implementados atualmente no Brasil, pode-se afirmar que, com base nos dados expostos, existe viabilidade tanto técnica quanto econômica para implementação dos sistemas propostos neste trabalho.

Cabe salientar que as informações climatológicas de irradiação, temperatura e velocidade do vento utilizadas para prever o potencial de geração de energia elétrica anual do sistema fotovoltaico flutuante foram obtidas a partir das bases de dados disponibilizadas no software PVsyst. Antes da elaboração de qualquer projeto fotovoltaico, é altamente recomendado que seja instalada uma estação solarimétrica para obtenção dos parâmetros climáticos, melhorando assim a precisão do potencial de geração de energia elétrica do sistema fotovoltaico. No Brasil, para projetos de usinas solares de grande porte que se destinam à venda de energia em leilões, torna-se obrigatório o uso de estações equipadas com pelo menos um piranômetro de irradiação global para obtenção dos dados que serão utilizados no projeto. Estas estações devem ser instaladas dentro de um raio máximo de até 10 km do local do empreendimento e a campanha de medições deverá ter período não inferior a doze meses consecutivos (CANAL SOLAR, 2020d; EPE, 2016).

A relevante contribuição estabelecida por esta dissertação consiste no desenvolvimento do projeto de um sistema sustentável para a retirada das macrófitas dos reservatórios das usinas hidrelétricas, utilizando sua biomassa para a geração de energia elétrica, criando assim um sistema híbrido de geração de energia renovável. A solução proposta tem potencial para gerar receita para as empresas que operam as usinas hidrelétricas, ao invés dos custos associados à retirada destas plantas, sendo adaptável a praticamente qualquer planta de geração hidrelétrica.

O fato do sistema de remoção e transporte das macrófitas ser alimentado através da energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico flutuante estabelece uma configuração singular ao projeto. Este fato, juntamente com os desafios apresentados para a conexão do

sistema híbrido a subestação da usina hidrelétrica, consistem também em importantes contribuições estabelecidas por esta dissertação.

Com relação especificamente a conexão de novos sistemas de geração em usinas hidrelétricas em operação, a inobservância dos aspectos abordados nesta dissertação, na fase de projeto do empreendimento, pode gerar a necessidade de substituição de equipamentos já comprados e/ou a aquisição de novos equipamentos, causando atrasos na implantação e despesas não previstas na fase de planejamento do empreendimento. Espera-se que as peculiaridades e desafios demonstrados neste trabalho possam ser utilizados por profissionais que vierem a desenvolver projetos futuros, evitando assim estes transtornos.

7.2 Recomendações aos estudos futuros

A recomendação preponderante aos estudos futuros fundamentados nesta dissertação consiste no aprimoramento do sistema de manejo e da avaliação do potencial de produção de biogás e energia a partir das macrófitas.

A avaliação do comportamento dos autotransformadores com relação a injeção de potência ativa em seus enrolamentos terciários torna-se um assunto interessante para ser aprofundado em outros trabalhos, uma vez que se trata de uma mudança no fluxo de potência usual destes enrolamentos, originalmente concebidos para alimentar cargas e não para receber potência.

Outro tema de extrema relevância e que se torna complementar a este trabalho é o armazenamento bombeado. Neste conceito, os reservatórios são utilizados como um sistema de armazenamento, onde a energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico flutuante é utilizada para bombear a água que já passou pelas turbinas novamente para o reservatório. Com isto, esta água pode ser novamente utilizada para gerar energia através dos geradores da usina hidrelétrica (WORLD BANK GROUP, ESMAP e SERIS, 2019b). Este sistema torna-se uma alternativa para a conexão do sistema híbrido na subestação da usina hidrelétrica, evitando assim os riscos associados a solução apresentada neste trabalho.

REFERÊNCIAS

- AHLERT, V. S. C. **Aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidrelétricas – Estudo de caso em uma hidrelétrica brasileira**. Trabalho de conclusão de curso (graduação), Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2017.
- AKUO ENERGY. **Hydrelio® Optimized Floating Structure for Solar Plant**. Akuo Energy. Paris. 2020.
- ALEXANDRE, ; BARIN,. **Sistema solar de baixo custo: uma alternativa para redução do consumo de energia elétrica na produção leiteira**. 6º FÓRUM INTERNACIONAL ECOINNOVAR. Santa Maria. 2017.
- ANA. **Qualidade da Água em Reservatórios**. Agência Nacional de Águas. Brasília. 2018.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482**. Brasília. 2012.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída**, 2015. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em: 20 novembro 2020.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Brasil termina 2020 com mais de 6 mil km novos em linhas de transmissão**, 2021. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/brasil-termina-2020-com-mais-de-6-mil-km-novos-em-linhas-de-transmissao-de-energia/656877?inheritRedirect=false. Acesso em: 11 janeiro 2021.
- APOENA. Controle de vegetação em reservatórios. **APOENA: Revista de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação**, Rio de Janeiro, n. 5, p. 18-22, Dezembro. 2011.
- ASGHARZADEH, A. *et al.* **A Benchmark and Validation of Bifacial PV Irradiance Models**. IEEE PVSC 46. Chicago. 2019.
- BARBOSA, T. A. S. **Análise do estudo de impacto ambiental da PCH Ninho da Águia: Proposta de Otimização do Processo de Licenciamento Ambiental utilizando uma Matriz**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá. Itajubá. 2004.
- BARROS, H. A. **Anteprojeto de um sistema fotovoltaico de 12kWp conectado à rede**. Projeto de Graduação do Curso Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2011.
- BELGHACHI, A. Theoretical Calculation of the Efficiency Limit for Solar Cells. **In: KOSYACHENKO, L. A. Solar Cells - New Approaches and Reviews**. London: Intechopen, 2015. Cap. 2.
- BLAKERS, A. Sustainable energy options. **In: NESS, P. V.; GURTOV, M. Learning from Fukushima: nuclear power in East Asia**. Camberra: ANU Press, 2017. p. 319-347.
- BLEY JR., C. **Biogás a energia invisível**. 2ª. ed. São Paulo: Planeta Sustentável, 2015.
- BLUESOL. **Célula Fotovoltaica – O Guia Técnico Absolutamente Completo**, 2019a. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/celula-fotovoltaica-guia-completo/>. Acesso em: 03 junho 2020.
- BLUESOL. **Sistema Fotovoltaico Off-Grid (Isolado): Você Acha que Sabe Tudo?**, 2019b. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/sistema-fotovoltaico-off-grid-isolado-voce-acha-que-sabe->

tudo/. Acesso em: 30 outubro 2020.

CANAL SOLAR. **Entenda as especificações básicas dos componentes da string box**, 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/entenda-as-especificacoes-basicas-string-box/>. Acesso em: 18 dezembro 2020.

CANAL SOLAR. **Tutorial PVSystem - mapeamento de geração e ferramenta de otimização**, 2020a. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/tutorial-pvsyst-mapeamento-de-geracao-e-ferramenta-de-otimizacao/>. Acesso em: 05 Março 2021.

CANAL SOLAR. **Escolha da inclinação dos módulos fotovoltaicos em estruturas triangulares**, 2020b. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/escolha-da-inclinacao-dos-modulos-fotovoltaicos-em-estruturas-triangulares/>. Acesso em: 17 novembro 2020.

CANAL SOLAR. **Diodos de bypass e de bloqueio nos sistemas de energia solar fotovoltaica**, 2020c. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/diodos-de-bypass-e-de-bloqueio-nos-sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em: 13 novembro 2020.

CANAL SOLAR. **O que é uma estação solarimétrica padrão EPE?**, 2020d. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-uma-estacao-solarimetrica-padrao-epe/>. Acesso em: 20 julho 2021.

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, p. 75-84, 2014.

CIEL & TERRE. **Hydrelio® Technology Catalog**. Ciel & Terre. Sainghin-en-Mélantois. 2020.

CIEL ET TERRE. **Hydrelio floating solar technology**, 2021. Disponível em: <https://www.ciel-et-terre.net/hydrelio-floating-solar-technology/hydrelio-products/>. Acesso em: 20 jan. 2021.

CRESESEB. **Energia solar princípios e aplicações**. Cepel. Rio de Janeiro. 2006.

DEMAKINE. **Esteira transportadora Dalla**, 2021. Disponível em: <https://www.demakine.com.br/produto/esteira-transportadora-dalla/>. Acesso em: 19 fevereiro 2021.

ENERGÊS. **Do início ao fim sistema solar fotovoltaico off-grid**, 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/fale-energes/do-inicio-ao-fim-sistema-solar-fotovoltaico-off-grid/>. Acesso em: 15 outubro 2020.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**, Rio de Janeiro, 2012.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica**, 2016.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração - Usinas Híbridas**, Rio de Janeiro, 2018a.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Usinas Híbridas - Conceitos, barreiras à sua viabilização e propostas**, Rio de Janeiro, p. 5, 2018b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-393/Informe%20Usinas%20H%C3%ADbridas.pdf>. Acesso em: 15 Julho 2020.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **NOTA DE DISCUSSÃO | Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético**, Rio de Janeiro, 2018c.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**, Rio de Janeiro, 2019.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balço Energético Nacional 2020: Ano base 2019**, Rio de Janeiro, 2020a.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **BEN 2020 - Relatório Síntese: ano base 2019**, Rio de Janeiro, 2020b.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **EXPANSÃO DA GERAÇÃO - Solar Fotovoltaica Flutuante - Aspectos Tecnológicos e Ambientais relevantes ao Planejamento**, Rio de Janeiro, 2020c.

ESTEVES, D. A. **Fundamentos de limnologia**. Rio de Janeiro: Interciência, 1998.

FARNIENTE WINERY. **Solar Innovation - Taking Sustainability to Heart in Napa Valley**, 2016. Disponível em: <https://farnientefamily.com/blog/solar-innovation-taking-sustainability-to-heart-in-napa-valley>. Acesso em: 17 dezembro 2020.

FRONTIN, S. D. O. *et al.* **Usina Fotovoltaica Jaíba Solar: Planejamento e Engenharia**. Brasília: Teixeira Gráfica e Editora LTDA, 2017.

GIANELLONI, F. T.; CÂMARA, L. D. S. C. Oferta e Demanda de Energia – o papel da tecnologia da informação na integração dos recursos. **Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**, Gramado, 2016.

GREEN, M. A. *et al.* Solar Cell Efficiency Tables (Version 32). **PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS**, Nova Jersey, 12 junho 2008.

GREEN, M. A. **Third generation photovoltaics: recent theoretical progress**. University of New South Wales. Sydney. 2002.

GUIMARÃES, A. P. C. *et al.* **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2004.

HISOUR. **Célula solar multi-junção**, 2021. Disponível em: <https://www.hisour.com/pt/multi-junction-solar-cell-39526/>. Acesso em: 20 março 2021.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Trends in photovoltaic applications: Survey report of AGENCY. Trends in photovoltaic applications: Survey report of**. Paris. 2010. (Report IEA-PVPS T1-10, 2010).

JANNUZZI, G. D. M.; VARELLA, F. K. D. O. M.; GOMES, R. D. M. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação**. Pro Cobre. Campinas. 2009.

KSB. **Archimedean screw pump**, 2021. Disponível em: <https://www.ksb.com/centrifugal-pump-lexicon/archimedean-screw-pump/191708/>. Acesso em: 21 maio 2021.

LABOREMUS. **TRITURADORES DE RESÍDUOS ORGÂNICOS TRO 3000/5000 (OFFSHORE – ÓLEO E GÁS)**, 2021. Disponível em: <https://laboremus.com.br/site/trituradores-de-residuos-organicos-tro-3000-5000-offshore-oleo-gas/>. Acesso em: 23 março 2020.

LEE, N. *et al.* Hybridfloating solar photovoltaics-hydropower systems: Benefits and global assessment of technical potential. **Renewable Energy**, Golden, n. 162, p. 1415-1427, 2020.

- LEIVAS, J. *et al.* **Variação Diária do Albedo Sobre uma Superfície Vegetada e Sobre um Lago na Estação Experimental da UFRGS-RS.** XV Congresso Brasileiro de Agrometeorologia. Aracaju. 2007.
- LOPES, D. G. **Análise de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no âmbito do mecanismo de desenvolvimento limpo: estudo de caso dos projetos da chamada Nº13 da ANEEL.** Tese de Doutorado – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2013.
- LOPES, M. M.; JUNIOR, P. A. D. S. **Sistemas fotovoltaicos flutuantes: análise do tema e estudo de caso para o lago da UNIFEI.** X CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO. Gramado. 2016.
- LUEDERS, G. W. **Estudo comparativo de performance de um sistema fotovoltaico utilizando as bases de dados solarimétricas PVGIS, NASA e METEONORM.** Trabalho de Conclusão de Curso - Graduação - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2019.
- MERMOUD, A. **What is the sheds (rows) spacing optimum ?**, 2012. Disponível em: <https://forum.pvsyst.com/viewtopic.php?f=20&t=29&p=29&hilit=unlimited+sheds#p29>. Acesso em: 25 fevereiro 2021.
- METEONORM. **Meteonorm**, 2021. Disponível em: meteonorm.com/en/. Acesso em: 29 março 2021.
- MÜLLER, A. C. **Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento.** São Paulo: Makron Books, 1995.
- NREL. **Best Research-Cell Efficiency Chart.** National Renewable Energy Laboratory. Golden. 2021a.
- NREL. **Champion Photovoltaic Module Efficiency Chart.** National Renewable Energy Laboratory. Golden. 2021b.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Mapas do SIN**, 2021a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 20 jan. 2021.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O que é o Sistema Interligado Nacional**, 2021b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 25 janeiro 2021.
- PELÁEZ, S. A. **Bifacial Solar Panels System Design, Modeling, and Performance.** Dissertation Submitted to the Faculty of the DEPARTMENT OF ELECTRICAL & COMPUTER ENGINEERING. Arizona. 2019.
- PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar.** 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80 p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>.
- PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R. Energia Solar - O potencial brasileiro. **Renováveis - Energias Complementares**, Perdizes, p. 42-69, Fevereiro. 2018.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** CEPTEL – CRESESB. Rio de Janeiro. 2014.
- POMPÊO, M. **Monitoramento e manejo de macrófitas aquáticas em reservatórios.** São Paulo: Instituto de Biociências da USP, 2017.
- PORTAL ENERGIA. **Como saber a inclinação do painel solar fotovoltaico?**, 2018. Disponível em: <https://www.portal-energia.com/como-saber-inclinacao-painel-solar-fotovoltaico/>. Acesso em: 25 fevereiro 2021.

PORTAL SOLAR. **Geração solar centralizada terá investimentos de R\$ 9,5 bilhões até 2025**, 2020. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/geracao-solar-centralizada-tera-investimentos-de-r-95-bilhoes-ate-2025.html>. Acesso em: 23 março 2020.

PORTAL SOLAR. Como homologar energia solar?, 2021. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/como-homologar-energia-solar>. Acesso em: 20 março 2021.

PROAUTO. **STRING BOX – SB-14E-1S-1005DC**, 2021. Disponível em: <https://proauto-electric.com/produtos-post/string-box-sb-14e-1s-1005dc/>. Acesso em: 19 janeiro 2021.

PRS, C.; LEWE, C. **A Energia que Queremos**, 2013. Disponível em: http://riosvivos.org.br/wpcontent/uploads/2017/05/998f41_16a988bd6cff45399bfaa6181e938ec4.pdf. Acesso em: 16 novembro 2020.

PVGIS. **PVGIS**, 2021. Disponível em: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>. Acesso em: 29 março 2021.

PVSYST. PVsyst 7 Help. **Near shadings and sheds**, 2021a. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help/index.html?nearshadings_and_sheds.htm. Acesso em: 28 março 2021.

PVSYST. **Plane orientation**, 2021b. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/help/orientation.htm>. Acesso em: 13 maio 2021.

REIS, J. L. **Coordenação de isolamento para surtos de frente rápida utilizando o método da densidade espectral de energia**. Dissertação Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina. Santa Catarina. 2013.

RODRIGUES, P. S. F. *et al.* PLATAFORMA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE DE SOBRADINHO (BA) - DESAFIOS E ESTRATÉGIAS DE IMPLANTAÇÃO. **VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Fortaleza, 1-5 junho 2020.

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

SAHU, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: A review. **In: Renewable and Sustainable Energy Reviews**. [S.l.]: Elsevier, v. 66, 2016. p. 815-824.

SAHUA, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** 66, v. 66, p. 815-824, dezembro. 2016.

SILVÉRIO, N. M. **Utilização de usinas solares flutuantes para operação coordenada com centrais hidrelétricas: estudo de caso das hidrelétricas da bacia do rio São Francisco**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá. Itajubá. 2018.

SMA. **Solar Inverters**, 2021. Disponível em: <https://www.sma.de/en/products/solarinverters.html>. Acesso em: 12 janeiro 2021.

SOUSA, F. P. *et al.* Geração de Energia de Biomassa com Biogás. **CETESB**, 2017. Disponível em: <https://cetesb.sp.gov.br/biogas/2017/01/13/geracao-de-energia-de-biomassa-com-biogas/>. Acesso em: 10 outubro 2020.

STRANGUETO, K. M. **Estimativa do Potencial Brasileiro de Produção de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidroelétricas**. Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas. 2016.

SUN, H.; GONG, B.; YAO, Q. **A review of wind loads on heliostats and trough collectors**,

Renewable and Sustainable Energy Reviews. [S.l.]: [s.n.], v. 32, 2014. 206-221 p.

THOMAZ, S. M.; BINI, L. M. **Ecologia e manejo de macrófitas aquáticas em reservatórios.** Maringá: EDUEM, 2003.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica.** Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016.

UEDA, Y. *et al.* Performance analysis of pv systems on the water. **23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, Valencia, setembro. 2008.

WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS. **Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report - Executive Summary.** World Bank Publications. Washington. 2018.

WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS. **Where Sun Meets Water series: Floating Solar Handbook for Practitioners.** World Bank Publications. Washington. 2019a.

WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS. **Where Sun Meets Water series: Floating Solar Market Report.** World Bank Publications. Washington. 2019b.

XU, R. *et al.* Analysis of the optimum tilt angle for a soiled PV panel. **Energy Conversion and Management**, v. 148, p. 100-109, Setembro. 2017.

XYLEM. **Flygt N-Technology Pumps N 3102**, 2020. Disponível em: <https://www.xytem.com/en-us/products-services/pumps-packaged-pump-systems/pumps/submersible-pumps/wastewater-pumps/n-technology-pumps/n-3102/>. Acesso em: 29 novembro 2020.

ZILLES, R. *et al.* **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** 1ª. ed. São Paulo: Editora Oficina de Textos, 2012.

ANEXO A – Gráfico dos índices de conversão das células fotovoltaicas

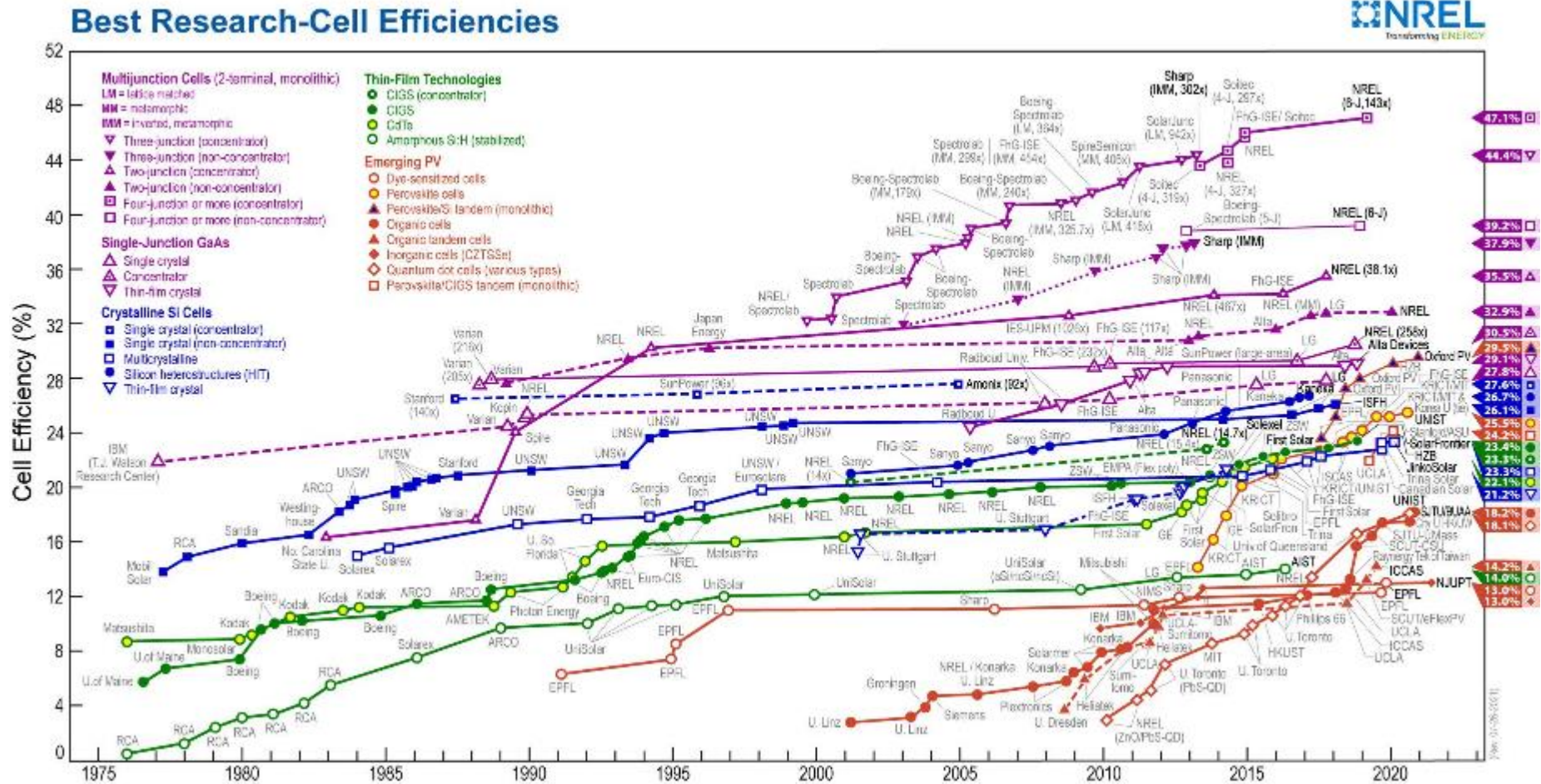


Gráfico dos índices de conversão das células fotovoltaicas

Fonte: (NREL, 2021a)

ANEXO B - Gráfico dos índices de conversão dos módulos fotovoltaicos

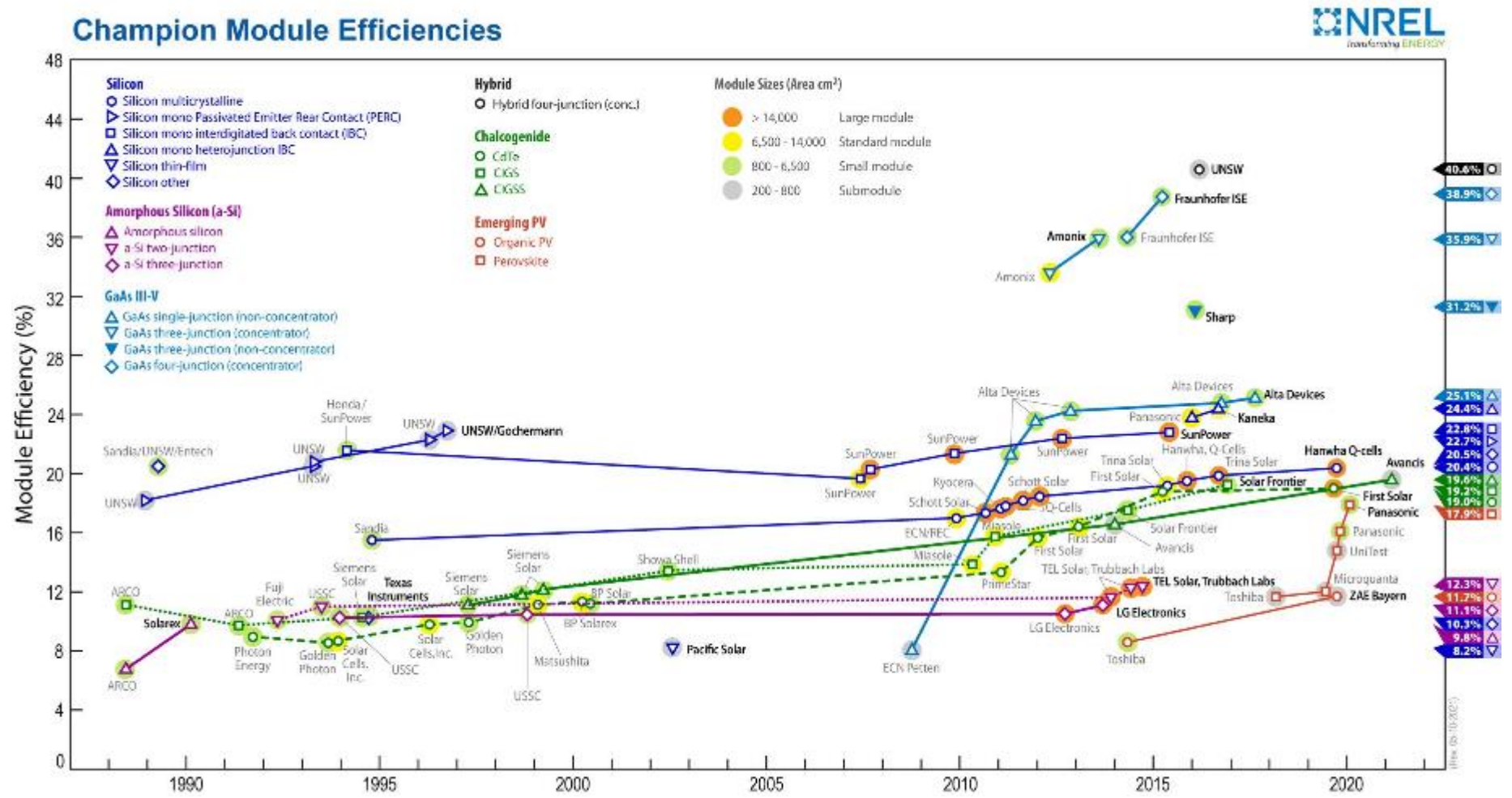


Gráfico dos índices de conversão dos módulos fotovoltaicos
 Fonte: (NREL, 2021b)

ANEXO C - Relatório da simulação do Pvsyst



Version 7.2.2

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: UFV Flutuante Itumbiara - Dissertação

Variant: Unlimited Sheds

Unlimited sheds

System power: 170 kWp

Reservatório UHE Itumbiara - Brazil



Project: UFV Flutuante Itumbiara - Dissertação

Variant: Unlimited Sheds

PVsyst V7.2.2

VC1, Simulation date:
24/08/21 19:51
with v7.2.2

Project summary

Geographical Site Reservatório UHE Itumbiara Brazil	Situation Latitude -18.42 °S Longitude -49.11 °W Altitude 510 m Time zone UTC-3	Project settings Albedo 0.10
Meteo data Reservatório UHE Itumbiara NASA-SSE satellite data 1883-2005 - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Unlimited sheds	
PV Field Orientation Sheds tilt 12 ° azimuth 0 °	Near Shadings Mutual shadings of sheds	User's needs Unlimited load (grid)
System information PV Array Nb. of modules 437 units Pnom total 170 kWp	Inverters Nb. of units 2 units Pnom total 150 kWac Pnom ratio 1.138	

Results summary

Produced Energy	273.6 MWh/year	Specific production	1605 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	78.94 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Special graphs	7
Cost of the system	8
CO ₂ Emission Balance	9



Project: UFV Flutuante Itumbiara - Dissertação

Variant: Unlimited Sheds

PVsyst V7.2.2

VC1, Simulation date:
24/08/21 19:51
with v7.2.2

General parameters

Grid-Connected System		Unlimited sheds		Models used	
PV Field Orientation		Sheds configuration		Transposition Perez	
Orientation		Nb. of sheds	5 units	Diffuse	Perez, Meteonorm
Sheds tilt	12 °	Unlimited sheds		Circumsolar	separate
Sheds azimuth	0 °	Sizes			
		Sheds spacing	1.55 m		
		Collector width	1.00 m		
		Ground Cov. Ratio (CCR)	64.5 %		
		Top inactive band	0.02 m		
		Bottom inactive band	0.02 m		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	21.0 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	SMA
Model	TSM-DE14H-(II)-300	Model	Sunny Highpower-SHP 75-10
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	390 Wp	Unit Nom. Power	75.0 kWac
Number of PV modules	437 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	170 kWp	Total power	150 kWac
Modules	23 Strings x 19 in series	Operating voltage	570-800 V
At operating cond. (50°C)		Phom ratio (DC/AC)	1.14
P _{mpp}	155 kWp		
U _{mpp}	703 V		
I _{mpp}	220 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	170 kWp	Total power	150 kWac
Total	437 modules	Nb. of inverters	2 units
Module area	867 m ²	Phom ratio	1.14
Cell area	781 m ²		

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	53 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %			
U _c (const)	15.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
U _v (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)=1.230								
0°	30°	50°	80°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**PVsyst V7.2.2**

VC1, Simulation date:
24/08/21 19:51
with v7.2.2

Project: UFV Flutuante Itumbiara - Dissertação

Variant: Unlimited Sheds

System losses**Unavailability of the system**

Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	3 periods



Project: UFV Flutuante Itumbiara - Dissertação

Variant: Unlimited Sheds

PVsyst V7.2.2

VC1, Simulation date:
24/08/21 19:51
with v7.2.2

Main results

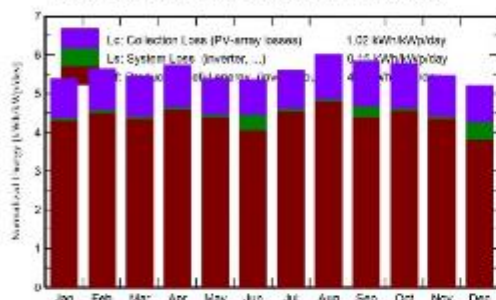
System Production

Produced Energy 273.6 MWh/year

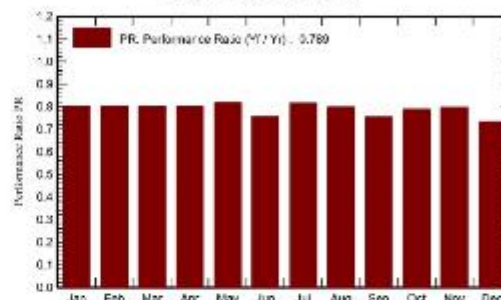
Specific production
Performance Ratio PR

1605 kWh/kWp/year
78.94 %

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	173.3	87.57	24.40	166.9	161.9	23.19	22.61	0.802
February	159.6	77.30	24.60	157.8	153.6	21.96	21.60	0.803
March	163.4	70.28	24.27	168.9	164.5	23.43	23.06	0.801
April	158.1	50.98	24.21	172.2	167.9	23.66	23.50	0.801
May	146.0	45.33	22.76	166.8	162.9	23.59	23.24	0.818
June	136.5	33.78	22.11	161.2	157.1	22.65	20.77	0.756
July	146.8	38.13	22.88	173.8	169.6	24.47	24.11	0.815
August	166.5	46.14	25.08	186.4	182.2	25.77	25.39	0.799
September	166.2	68.11	26.86	175.1	170.7	24.01	22.52	0.755
October	178.6	75.58	26.26	179.5	173.9	24.51	24.12	0.769
November	170.4	76.15	24.55	164.0	156.8	22.69	22.32	0.789
December	169.6	87.34	24.35	161.5	156.1	22.61	20.19	0.733
Year	1937.0	756.69	24.36	2033.6	1979.2	262.94	273.62	0.789

Legends

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



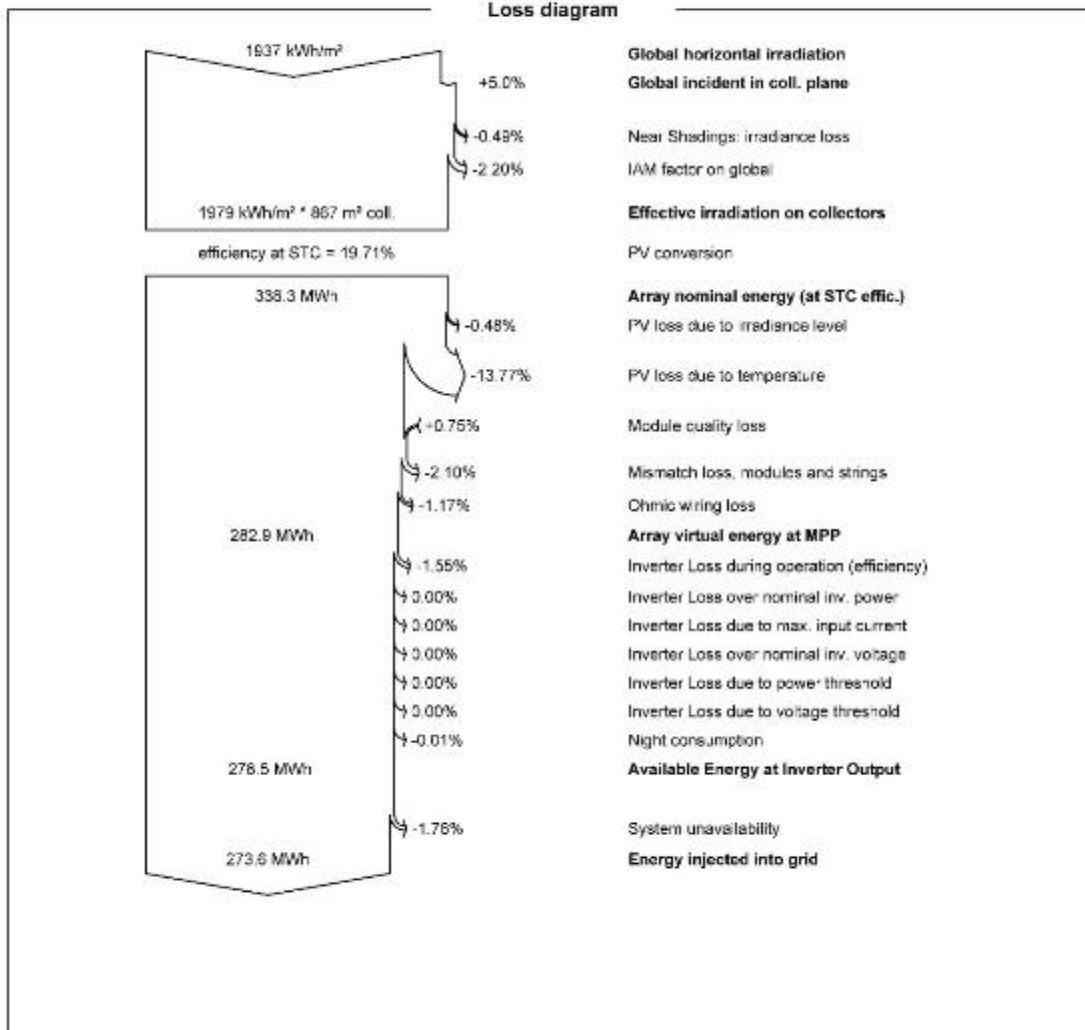
Project: UFV Flutuante Itumbiara - Dissertação

Variant: Unlimited Sheds

PVsyst V7.2.2

VC1, Simulation date:
24/08/21 19:51
with v7.2.2

Loss diagram





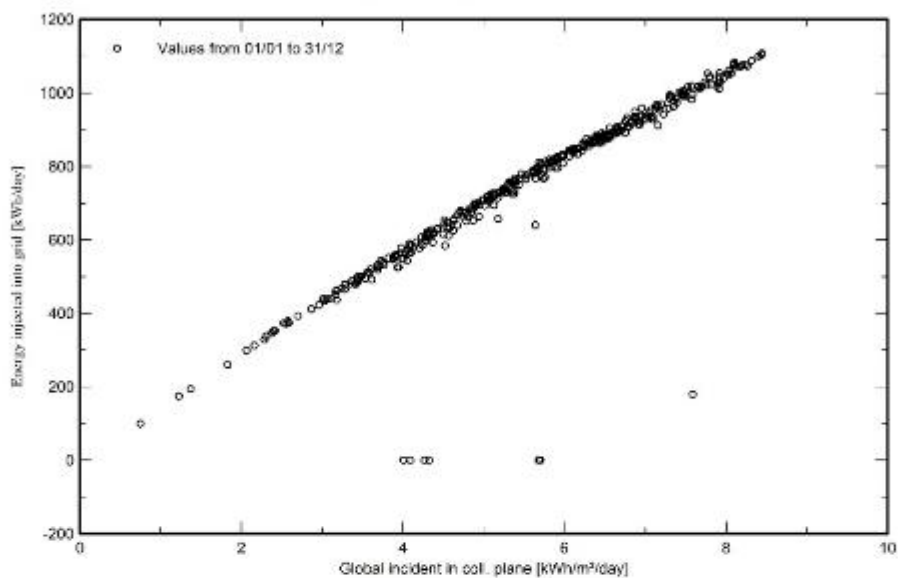
PVsyst V7.2.2
 VC1, Simulation date:
 24/08/21 19:51
 with v7.2.2

Project: UFV Flutuante Itumbiara - Dissertação

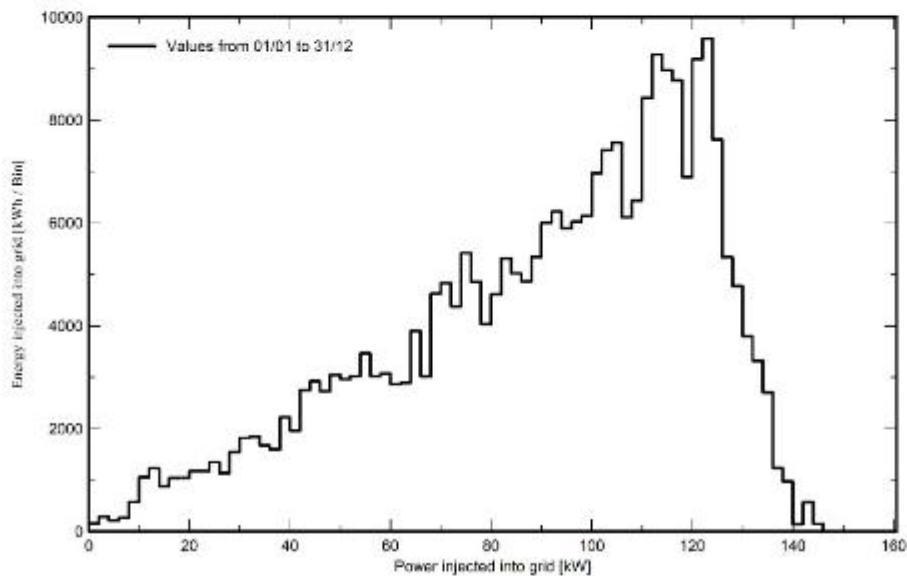
Variant: Unlimited Sheds

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



**PVsyst V7.2.2**

VC1 Simulation date:
24/08/21 19:51
with v7.2.2

Project: UFV Flutuante Itumbiara - Dissertação

Variant: Unlimited Sheds

Cost of the system

Installation costs			
Item	Quantity	Cost	Total
	units	BRL	BRL
Total			0.00
Depreciable asset:			0.00
Operating costs			
Item			Total
			BRL/year
Total (OPEX)			0.00
System summary			
Total installation cost:		0.00 BRL	
Operating costs:		0.00 BRL/year	
Produced Energy:		274 MWh/year	
Cost of produced energy (LCOE):		0.000 BRL/kWh	



Project: UFV Flutuante Itumbiara - Dissertação

Variant: Unlimited Sheds

PVsyst V7.2.2

VC1, Simulation date:
24/08/21 19:51
with v7.2.2

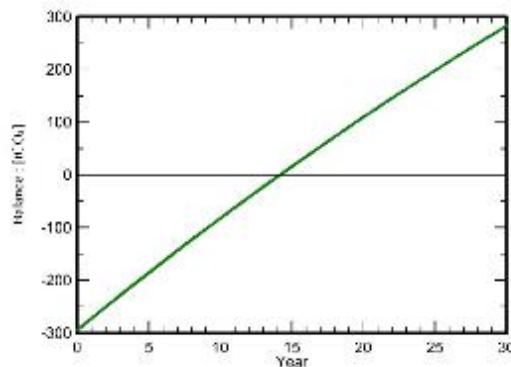
CO₂ Emission Balance

Total: 282.5 tCO₂

Generated emissions
Total: 291.37 tCO₂
Source: Detailed calculation from table below.

Replaced Emissions
Total: 664.9 tCO₂
System production: 273.62 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

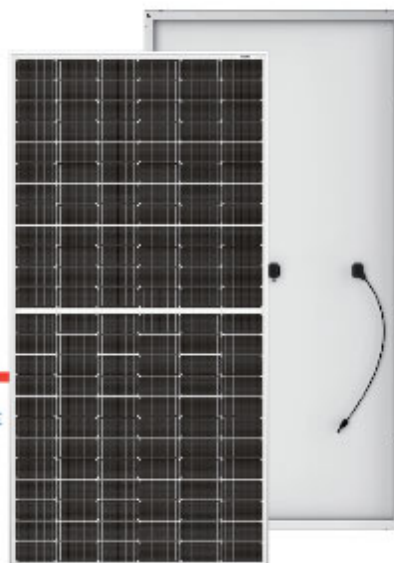
Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	170 kWp	291690
Supports	0.54 kgCO ₂ /kg	4370 kg	2361
Inverters	53.5 kgCO ₂ /units	2.00 units	107

ANEXO D - Datasheet módulo fotovoltaico

Mono Multi Solutions

THE TALLMAX^M PLUS⁺

FRAMED 144 HALF-CELL MODULE



144-Cell
MONOCRYSTALLINE MODULE

345-395W
POWER OUTPUT RANGE

19.9%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS	COLOR OF FRAME	POWER RANGE
TSM-DBL4H(+)	Silver	345-395W
TSM-DF14H-DB(+)	Black	345-395W



Increased value

- Reduce BOS cost with high power bin and 1500V system voltage
- Low thermal coefficients for greater energy production at higher temperature



Half-cell design brings higher efficiency

- New cell string layout and split]-box location to reduce the energy loss caused by inter-row shading
- Integrated LRF (Light Redirecting Film) to enhance power, specially for ground-mount applications
- Lower cell connection power losses due to half-cell layout (144 monocrystalline)



Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, etc)
- Increased module robustness to minimize micro-cracks
- PID resistant and free of snail trails
- Internal test requirement of Trina more stringent than certification authority



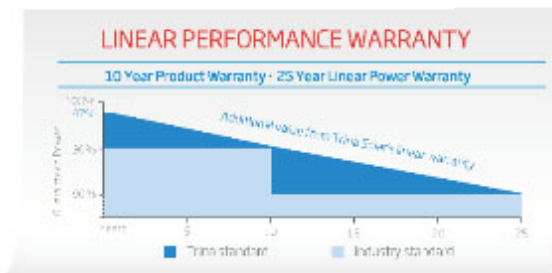
Certified to withstand the most challenging environmental conditions

- 2400 Pa negative load
- 5400 Pa positive load

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading monocrystalline solar cell and module manufacturer. We believe close cooperation with our partners is critical to success. Trina Solar now offers state-of-the-art PV products to over 100 countries all over the world. Trina is able to provide excellent service to our customers in new markets and support our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners.

Comprehensive Products And System Certificates

IEC61215/UL727/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001 - Quality Management System
ISO 14001 - Environmental Management System
ISO 14064 - Greenhouse gases Emissions Verification
OHSAS 18001 - Occupational Health and Safety Management System



ANEXO E – Datasheet Inversor



SUNNY HIGHPOWER PEAK1



Económico

- Máxima densidade de potência com 75 kW e apenas 77 kg
- Máx. rendimento através da possível relação CC/CA de até 150%

Confiável

- Maior disponibilidade do sistema graças a unidades de 75 kW
- SMA Inverter Manager como unidade de controlo central

Flexível

- Tensão de entrada CC até 1000 V
- Soluções CC flexíveis graças à caixa de ligação de gerador específica para o cliente

Inovador

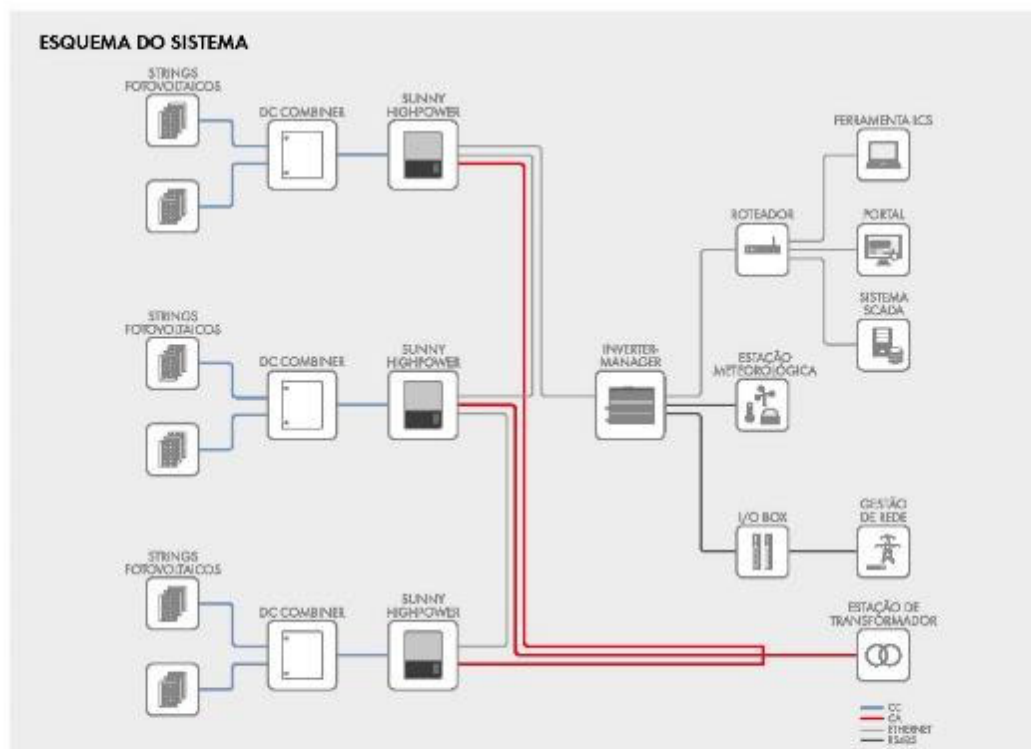
- Conceito de sistema orientado para o futuro
- Conceito de refrigeração ativo inovador

SUNNY HIGHPOWER PEAK1

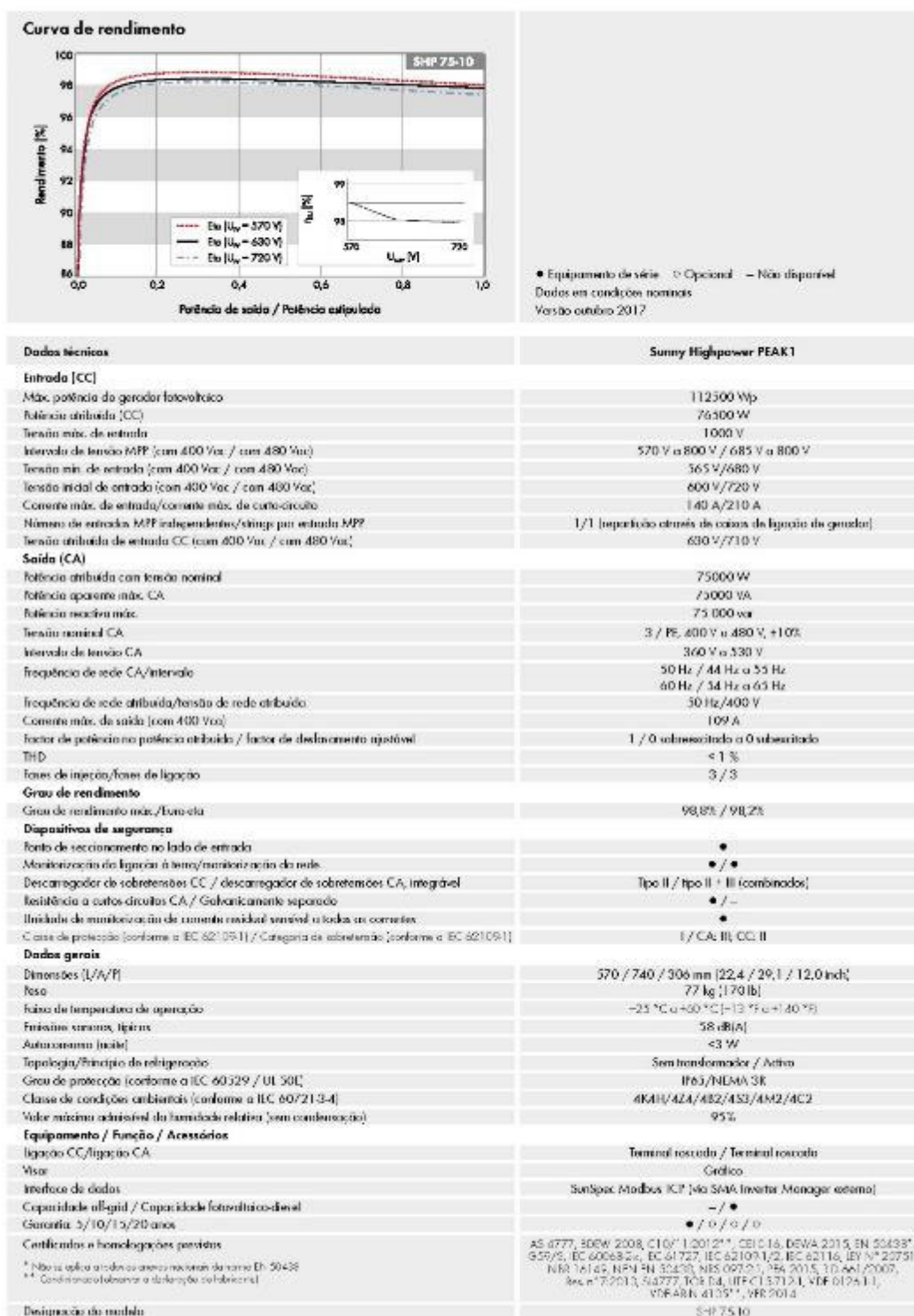
O melhor de dois mundos

O novo Sunny Highpower PEAK1 é parte de uma inovadora e global solução para sistemas fotovoltaicos comerciais e industriais. Esta solução une as vantagens de um layout de sistema descentralizado e os benefícios do design de um inversor central, combinando o melhor de dois mundos. Eficiência elevada, dimensionamento flexível do sistema, fácil instalação e comissionamento assim como baixos custos de manutenção, contribuem decisivamente para reduzir os custos de operação de todo o sistema.

SUNNY HIGHPOWER PEAK1



Dados técnicos	SMA Inverter Manager
Alimentação de tensão	
Tensão de entrada	9 Vcc a 36 Vcc
Consumo de potência	< 20 W
Dados gerais	
Dimensões (L/A/P)	160 / 125 / 49 mm (6,3 / 4,9 / 1,9 inch)
Peso	940 g (2 lbs)
Número máximo de inversores que podem ser ligados	42
Grau de proteção	IP21
Montagem	Colha DIN ou montagem no painel
Gama de temperatura de serviço	40 °C a 185 °C; 40 °F a 185 °F
Humidade relativa do ar (sem condensação)	5% a 95%
Interfaces	
Interface de utilizador para PC	Ferramenta ICS
Interface para sensores / protocolo	RS485 / Modbus RTU para estações meteorológicas compatíveis com Sunspec Alliance
Interface para inversor	1 porta Ethernet (RJ45)
Interface para rede externa / protocolo	1 porta Ethernet (RJ45) / Modbus TCP, SunSpec Alliance
Interface para comando à distância	6 x DI via SMA Digital I/O Box externa
Certificações e homologações (mais a pedido)	UL 508, UL 60950-1, CSA C22.2 n.º 60950-1-07, EN 55022 Class A, EN 60950-1, EN 61000-3-2 Class D, EN 61000-3-3, EN 61000-5-2, EN 61000-6-4, EN 55024, FCC Parte 15, 5 e parte 5 Class A
Designação do modelo SMA Inverter Manager	8420
Designação do modelo SMA Digital I/O Box	16-DIG-1-0



DESIGN FLEXÍVEL DO SISTEMA com máxima eficiência

A nova solução de sistema da SMA consiste em quatro componentes: inversores altamente eficientes, as Combiner Box de aplicação flexível, o SMA Inverter Manager central e a ferramenta LCS para colocação em serviço. É precisamente esta abordagem sistematizada que torna único o Sunny Highpower PEAK1 e garante o elevado desempenho, permitindo simultaneamente a máxima flexibilidade no planeamento e dimensionamento do sistema.

Inversor Sunny Highpower PEAK1 com design surpreendente

Nenhum outro inversor de apenas 77 kg e uma potência de 75 kVA tem estas características: o design compacto do Sunny Highpower PEAK1 requer pouco espaço, exige menos trabalhos de preparação no local, simplifica a instalação e reduz os trabalhos de manutenção.

Gestão inovadora do sistema com o SMA Inverter Manager

O SMA Inverter Manager é o componente central de comunicação e a única interface para o controle de todo o sistema: ele assume todas as funções relevantes de gestão dos inversores e do sistema, sendo este composto por até 42 inversores (até 3,15 MW).

Baseando-se na Modbus TCP (SunSpec Alliance) Communication, pode ser integrado sem qualquer dificuldade num sistema de comunicação superior. Além disso, o SMA Inverter Manager disponibiliza funções de gestão de rede e o intercâmbio com o operador da rede.

Fácil colocação em serviço com a ferramenta LCS

A ferramenta LCS (Local Commissioning and Service Tool), especialmente desenvolvida para o efeito, simplifica a colocação em serviço, poupa tempo e reduz os custos. A configuração dos inversores é efectuada mediante simples selecção de ficheiros de configuração do sistema e subsequente transferência para todos os inversores. Além disso, a leitura do estado, dos valores actuais e dos resultados ao nível do inversor facilita a localização e eliminação de erros.

Combiner Box externa para um design flexível do sistema

A ligação das strings de módulos aos inversores baseia-se na utilização de caixas de ligação de gerador externas*. Deste modo, o sistema pode ser ajustado de forma muito flexível às diferentes normas regionais e ao dimensionamento do gerador. Este novo conceito contribui decisivamente para a redução dos custos de sistema.

* É possível fazer essa ligação também mediante o inversor.