

PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA
ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
FERNANDO FLORES MEDINA PINTIOKINA

**Análise do desempenho energético de uma usina fotovoltaica
flutuante**

São Paulo
2018

FERNANDO FLORES MEDINA PINTIOKINA

**Análise do desempenho energético de uma usina fotovoltaica
flutuante**

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

São Paulo
2018

FERNANDO FLORES MEDINA PINTIOKINA

Análise do desempenho energético de uma usina fotovoltaica flutuante

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Energia Solar Fotovoltaica

Orientador: Professor MSc. Álvaro Nakano

São Paulo
2018

RESUMO

O trabalho visa validar a hipótese do aumento de eficiência de módulos fotovoltaicos operando sobre reservatórios, através da análise de um estudo de caso no reservatório de Itumbiara. Para concepção da usina flutuante foram estudadas as soluções disponíveis no mercado e as normas aplicáveis ao dimensionamento. Utilizou-se o software *Helioscope* para estimar a produção de energia e analisar a eficiência na geração. Na sequência analisou-se a viabilidade econômica, comparando-a com uma usina em solo apresentando o potencial de aplicação na matriz energética brasileira.

Palavras chave: Energia solar fotovoltaica. Usina solar fotovoltaica flutuante. Reservatório.

ABSTRACT

This paper seeks to validate the hypothesis of increased performance of solar pv modules operating over reservoirs, through a case study of the Itumbiara reservoir. The design of the floating pv plant analysed all solutions available on the market and the standards required to build it. The Helioscope software was used to simulate the energy production and modules efficiency. The results were used to analyse the economic viability, comparing with a similar pv plant on land and to demonstrate its potential on the Brazilian energy market.

Keywords: *Solar photovoltaic energy. Floating photovoltaic plant. Reservoir.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução dos projetos fotovoltaicos flutuantes	24
Figura 2 - Local da barragem e visão geral do lago	25
Figura 3 - Distribuição dos 3600 módulos e 20 inversores em 4 abrigos de alvenaria	26
Figura 4 - Estrutura Flutuante em PEAD utilizada pela Sumimoto Mitsui Construction	27
Figura 5 - Estrutura Flutuante em PEAD Hydrelío da empresa Ciel & Terre.....	27
Figura 6 - Estrutura Flutuante em PEAD + perfil metálico NRG Energia.....	28
Figura 7 - Detalhe dos conectores MC4 fêmea e macho	29
Figura 8 - Stringbox e ligação dos cabos dos módulos e strings.....	29
Figura 9 - Croqui do stringbox	30
Figura 10 - Croqui dos inversores fixados na parede do abrigo	30
Figura 11 - Localização de um dos abrigos dos inversores na margem	31
Figura 12 –Detalhamento do quadro geral AC.....	31

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Área total considerada dos reservatórios com área superior a 0,01 km ²	22
Tabela 2 - Resultados para os reservatórios brasileiros.....	23
Tabela 3 – Comparativo da geração mensal em kWh	34
Tabela 4 - Perdas anuais usina flutuante	35
Tabela 5 - Perdas anuais usina em solo	35
Tabela 6 – Custos levantados para as usinas	37
Tabela 7 – TIR E VPL	37

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Matriz elétrica brasileira em 2018	11
Gráfico 2 - Produção Mundial de Módulos FV por Região	16
Gráfico 3 – Evolução da Produção Anual Mundial por Tipo de Tecnologia em GWp	17
Gráfico 4 - Evolução da potência instalada no mundo por região em GWp	18
Gráfico 5 – Os 10 países com maior potência instalada e acumulada até 2017	18
Gráfico 6 - Potência solar instalada por ano no Brasil	19
Gráfico 7 – Evolução da potência da GD distribuída	20
Gráfico 8 – Potência instalada de GD por estado	21
Gráfico 9 – Potência hidrelétrica instalada no mundo em GW	22
Gráfico 10 - Geração mensal em kWh - usina flutuante	33
Gráfico 11 - Geração mensal em kWh - usina em solo	33
Gráfico 12 – Perdas na usina flutuante	36
Gráfico 13 – Perdas na usina solo	36
Gráfico 14 – Fluxo de caixa descontado e resultado acumulado	38

LISTA DE SIMBOLOS E SIGLAS

ANEELAgência Nacional de Energia Elétrica

CA.....Corrente Alternada

CC.....Corrente Contínua

GWh/ano.....Giga Watts hora por ano

GWp.....Giga Watts pico

IPCC.....*Intergovernmental Panel on Climate Change*

MWp.....Mega Watts pico

PEAD.....Polietileno de Alta Densidade

P&D.....Pesquisa e Desenvolvimento

TIR.....Taxa Interna de Retorno

UHE.....Usina Hidrelétrica

VPL.....Valor Presente Líquido

Wh/m².....Watts hora por metro quadrado

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	10
2. OBJETIVO.....	13
2.1 Objetivos específicos	13
3. METODOLOGIA	14
4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
4.1 Geração Fotovoltaica	16
4.2 Geração Hidrelétrica	21
4.3 Usinas Fotovoltaicas Flutuantes	23
4.4 Desenvolvimento do Projeto.....	25
5. RESULTADOS	33
5.1. Geração de energia fotovoltaica	33
5.2. Viabilidade financeira.....	36
6. CONCLUSÕES.....	39
APÊNDICE A – DIAGRAMA UNIFILAR DA USINA FLUTUANTE	43
APÊNDICE B – DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES CC E CA.....	45
APÊNDICE C – RECEITA, TIR E VPL	50
ANEXO A – SIMULAÇÃO DO HELIOSCOPE PARA USINA FLUTUANTE.....	52
ANEXO B – FICHA TÉCNICA DO MÓDULO SOLAR.....	56
ANEXO C – FICHA TÉCNICA DO INVERSOR	59

1. INTRODUÇÃO

Desde a publicação do artigo de Albert Einstein sobre o efeito fotoelétrico, em 1905, o processo de produção de energia solar fotovoltaica começou a ser desenhado. Em 1954 foi utilizada a primeira célula fotovoltaica usando silício, pelos cientistas Gerald Pearson e Calvin Fuller, para abastecer um pequeno radiotransmissor. Era o começo da aplicação prática do efeito fotoelétrico a partir da luz do sol. A eficiência baixa, em torno de 6%, e o custo alto, limitava seu uso a aplicações em satélites.

Na década de 70 vieram os programas federais dos EUA para incentivar as pesquisas em energia solar, após o primeiro choque do petróleo em 1973, como forma de diversificar sua matriz energética, mas na década seguinte o preço do petróleo caiu, minando a atratividade da energia solar no mercado norte americano. A pesquisa então migrou ao Japão, carente de recursos naturais, que passou a investir no desenvolvimento desse tipo de energia para diminuir a dependência das importações de petróleo.

A Alemanha, após o acidente nuclear de Chernobyl, adotou uma postura antinuclear e abriu espaço para energia solar e eólica, com o estímulo das tarifas *feed in* na década de 90. Esse modelo de incentivo, consistia na contratação de produtores de energia com o pagamento baseado no custo de produção de cada tecnologia. Os contratos longos diminuíram os riscos e incentivaram o desenvolvimento do mercado de renováveis.

Esses países foram os pioneiros na produção de energia fotovoltaica e difundiram o uso da tecnologia, mas ela ainda não era competitiva em relação ao petróleo e o carvão. Com as conferências mundiais do IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) alertando para alterações no clima global, provenientes do carbono gerado pelo uso intensivo de combustíveis fósseis, os governos mundiais começaram a ser pressionados a diminuir suas emissões.

O impacto global da poluição, cada vez mais evidente com a evolução das pesquisas e observações, trouxe de volta a corrida por energias renováveis. Dessa vez, a conscientização da população e a melhor percepção das mudanças climáticas evidenciaram o custo ambiental da geração de energia de combustíveis fósseis, aumentando a demanda e a competitividade das energias limpas, como a solar.

Dentro do aproveitamento da energia solar, temos os sistemas solares térmicos e os sistemas fotovoltaicos que convertem a energia do sol diretamente em elétrica através do processo explicado pelo efeito fotoelétrico. As duas tecnologias são bastante utilizadas, mas a fotovoltaica está em crescimento acentuado pela diversidade de aplicações da energia elétrica

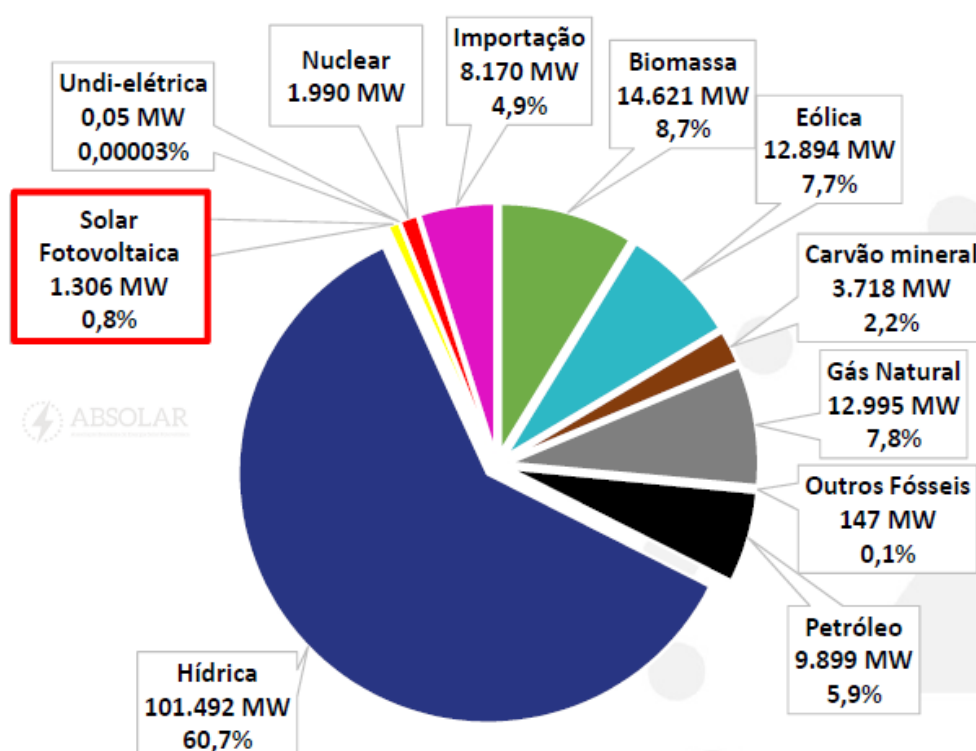
e pelo alto grau de modularidade dos sistemas, sendo possível a geração centralizada numa grande usina ou em diversos sistemas pequenos sem grande perda na economia de escala.

O Brasil possui um grande potencial solar e uma extensão continental, tornando a geração fotovoltaica distribuída uma boa opção em termos de eficiência e facilidade de transmissão. A instalação de pequenos sistemas fotovoltaicos trouxe à tona a discussão sobre geração distribuída, seus benefícios e desafios na regulamentação.

A geração de energia solar fotovoltaica apresenta um baixo custo de manutenção e o sol é um insumo disponível, em quase todos os lugares, sem custo, tornando sua aplicação bem abrangente. A geração de energia solar fotovoltaica no país encontra hoje alguns subsídios, como abatimento de impostos para autoconsumo e um sistema de compensação de energia previsto na resolução normativa 482/12 da ANEEL, fomentando o crescimento dessa modalidade, e assim diminuindo custos e aumentando o interesse em P&D.

Associando a matriz elétrica brasileira, no gráfico 1, cuja base é a geração hidrelétrica, e o crescimento do mercado de energia solar, o estudo das usinas fotovoltaicas flutuantes é relevante. Os módulos solares de silício perdem potência com o aumento de sua temperatura, e sobre a superfície da água, com a combinação de umidade e vento, as temperaturas de operação são menores, podendo aumentar sua eficiência.

Gráfico 1 - Matriz elétrica brasileira em 2018



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2018. Última atualização 04/06/2018

Ainda, a implantação de usinas solares flutuantes em reservatórios tem seus custos reduzidos, pois a área de implantação já está licenciada e a infraestrutura para transmissão construída. O potencial da tecnologia está na grande quantidade de reservatórios em operação e na combinação de uma energia intermitente com uma de base. Outro fator importante é a possível diminuição da taxa de evaporação do reservatório, resultando num maior aproveitamento da água, para energia ou consumo.

Atualmente o mercado mundial de energia solar está em franca expansão, sendo liderado pela China, com o uso difundido de diferentes tecnologias, como silício mono e policristalino e filmes finos. A energia solar poderá competir em breve com as fontes mais baratas, desde que sejam continuados os investimentos em P&D. A geração de energia de fontes renováveis é uma tendência mundial, recebendo subsídios na maioria dos mercados, acelerando sua evolução.

2. OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é validar a hipótese do aumento de eficiência e estudar os processos de implantação de uma usina fotovoltaica flutuante.

2.1 Objetivos específicos

Estudar a evolução da energia fotovoltaica e os aspectos relativos a implantação de sistemas fotovoltaicos. Estudar o mercado fotovoltaico e suas perspectivas. Fixar os conceitos envolvidos na geração de energia solar e complementar o aprendizado do curso. Estudar os métodos de dimensionamento dos módulos, inversores, condutores e sistemas de ligação com a rede de transmissão. Estudar o estado da arte da tecnologia fotovoltaica flutuante. Foi projetada uma usina flutuante e simulada no *software Helioscope* para análise dos resultados, comparando-os a simulação de uma usina em solo. Foi apresentado o potencial da energia solar fotovoltaica e sua aplicação nos reservatórios brasileiros, já demonstrado por Strangueto (2016). O projeto atendeu as regulamentações aplicáveis e serviu para assimilar os conceitos do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos através do projeto.

3. METODOLOGIA

A comparação entre as usinas fotovoltaicas, em solo e flutuante, partiu da escolha de um reservatório. Para escolha do reservatório foi dada prioridade àqueles localizados em Minas Gerais ou Goiás, pela elevada irradiação solar e pela disponibilidade de informações relativas a usinas hidrelétricas existentes.

Com o reservatório escolhido, foi definida a localização e o layout da usina flutuante de modo que os inversores ficassem localizados em terra, e optou-se pela utilização de inversores de *string* ao invés de um inversor central. Essas premissas foram consideradas pois facilitam o processo de manutenção e com inversores em terra, o circuito de corrente alternada (CA) para as duas usinas será idêntico em termos de equipamentos e materiais.

Para cálculo da energia gerada foi utilizado o *software Helioscope*, adotando-se na simulação a inclinação igual a latitude e orientação norte, para maximizar a energia elétrica gerada. Para cálculo da radiação incidente o *software* utilizou o modelo de Perez. Para o cálculo das temperaturas de operação foram utilizados os modelos do *Sandia National Laboratories*, também inclusos nas configurações do *software*.

O modelo desenvolvido pelo *Sandia National Laboratories* para cálculo da performance foi estudado para a correta parametrização dos coeficientes de entrada do *Helioscope*. Segundo King; Boyson e Kratochvil, (2004), o modelo, de base empírica, pode ser usado para módulos planos de todos os tipos, inclusive para associações de módulos, sendo validado por outros estudos e por resultados coletados ao longo de anos de observações.

Foram escolhidos módulos fotovoltaicos e inversores disponíveis no mercado brasileiro, com a escolha do módulo de maior potência. Para condutores, conectores e acessórios, foram adotados aqueles que atendem os requisitos das normas, sem especificação de fabricante. Para os eletrodutos que protegem o circuito de corrente contínua (CC) da usina flutuante, foram considerados os modelos com grau de proteção IP 68.

Quanto a estrutura de fixação dos módulos, adotou-se metálica para a usina em terra e flutuadores em polietileno de alta densidade (PEAD) para a usina sobre o reservatório. Levantou-se o custo da estrutura metálica de solo, enquanto o da estrutura flutuante foi estimado com base num valor fornecido do representante de uma solução comercializada no mercado.

Para validação da simulação foi feito o dimensionamento da usina, desde o circuito CC, com a escolha dos módulos, *layout*, dimensionamento das tensões e corrente nas *strings* e

queda de tensão nos cabos até a entrada do inversor. Foram dimensionados os dispositivos de proteção e seccionamento. A partir do inversor foi feito o dimensionamento do circuito CA, queda de tensão, *layout* dos abrigos e dispositivos de proteção.

Para análise econômica foram levados em conta apenas os custos diretos com módulos, inversores, estrutura, cabos, eletrodutos e obras civis. Não foram considerados os custos indiretos, como licenciamento ambiental, projetos e engenharia indireta. O preço de mão de obra foi levantado por dados de mercado, e para instalação flutuante, levantado com base numa estimativa de acordo com a técnica de montagem adotada.

Para levantamento dos benefícios, foi considerado apenas o produto da energia gerada pelo valor atribuído ao MWh. Não foram considerados benefícios indiretos como diminuição da evaporação no reservatório, o fato da infraestrutura de transmissão já estar construída ou não ser necessário adquirir um terreno.

Foram calculados os indicadores financeiros como *payback*, taxa interna de retorno e valor presente líquido para as duas usinas, para uma vida útil de projeto de 25 anos, considerando a degradação dos módulos. Não foram consideradas alternativas de financiamento, sendo analisadas como um custo total pago no primeiro ano. A seguir foram comparadas as duas alternativas e levantadas algumas considerações.

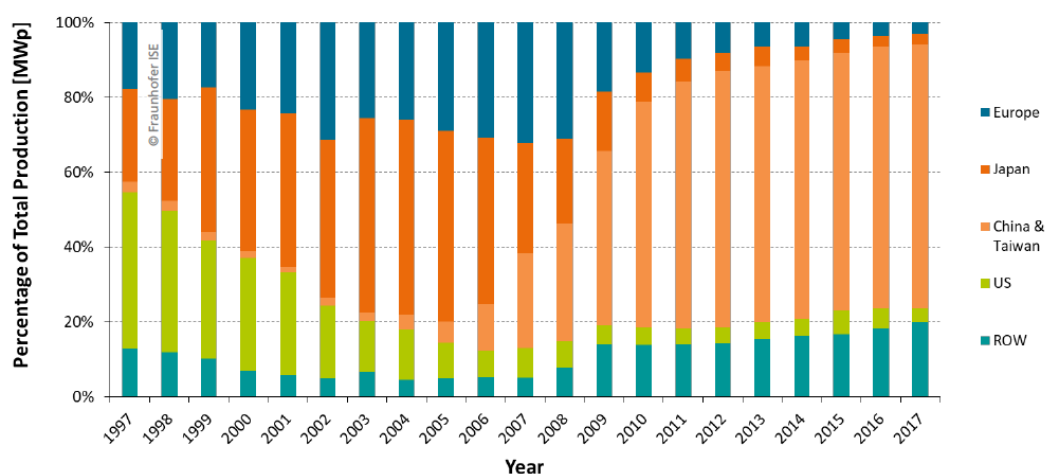
4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

4.1 Geração Fotovoltaica

A utilização de energia solar, para conversão direta em energia elétrica pelo efeito fotoelétrico, segue o modelo de captação da luz solar por módulos fotovoltaicos, associados em *strings* e ligados a um inversor que converte corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) e a distribui pela rede da concessionária. As células fotovoltaicas são fabricadas em diversos materiais e tipos, mas existem três categorias principais que dominam o mercado.

O silício é atualmente a base para fabricação dos dois tipos de módulos mais usados, o policristalino e o monocristalino. O terceiro tipo são os filmes finos, fabricados com telureto de cádmio (CdTe), seleneto de gálio, índio e cobre (CIGS) ou silício amorfo (a-Si). Atualmente a China é o maior produtor de sistemas FV no mundo, como podemos observar no gráfico 2.

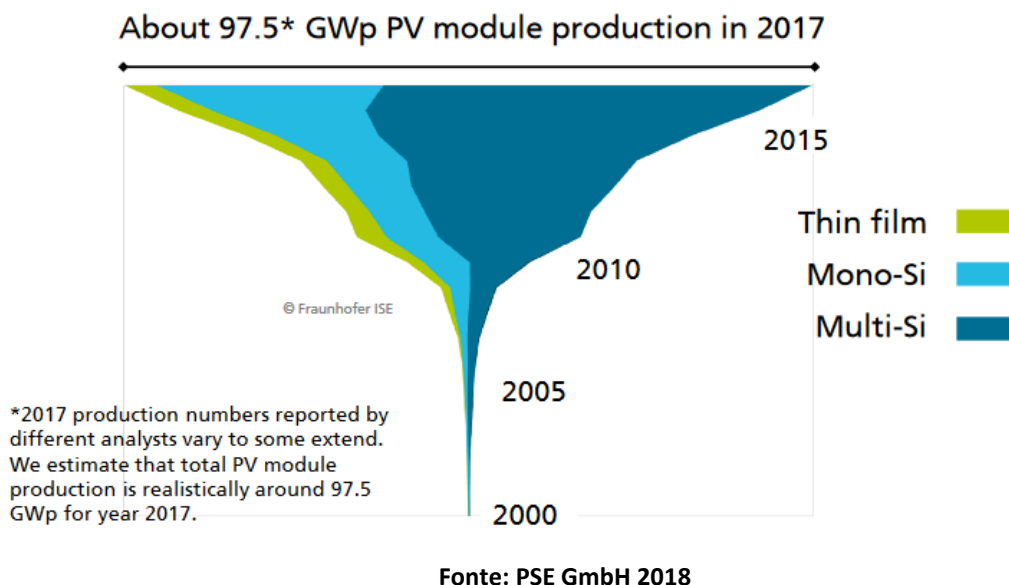
Gráfico 2 - Produção Mundial de Módulos FV por Região



Fonte: PSE GmbH 2018

A participação das tecnologias no mercado é apresentada no gráfico 3:

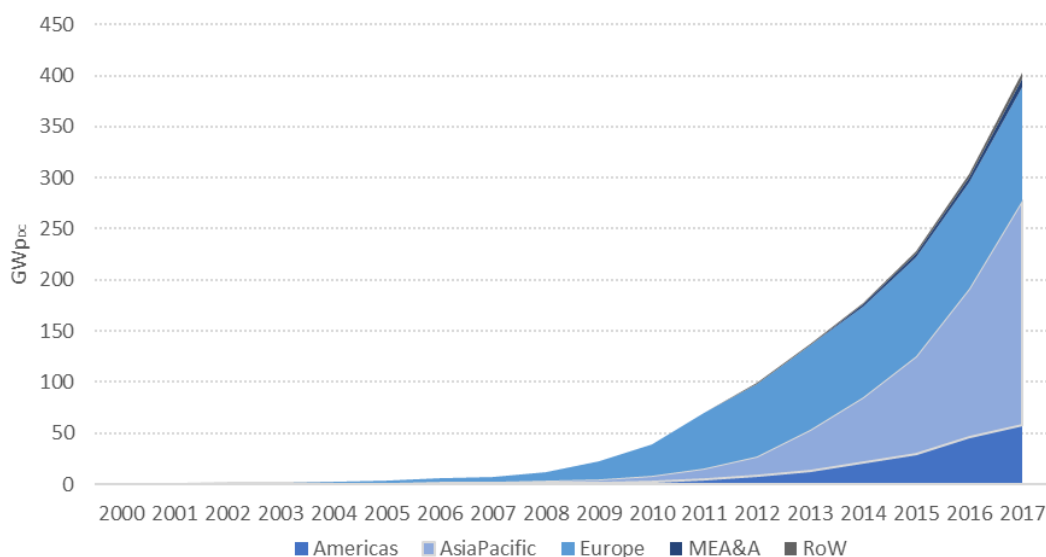
Gráfico 3 – Evolução da Produção Anual Mundial por Tipo de Tecnologia em GWp



Apesar da tecnologia de silício policristalino corresponder a maior parte da produção atual, o mercado ainda não está consolidado. Os módulos de silício monocristalino apresentam maior eficiência e à medida que o custo dos processos de fabricação diminui, se tornam mais atrativos. Os filmes finos são uma tecnologia recente, são maleáveis e possuem aplicações distintas, como revestimento de superfícies, podendo atingir outros mercados.

Ainda do gráfico 3, pode-se observar que a produção de módulos FV saltou de menos de 1 GWp em 2000, para aproximadamente 97,5 GWp em 2017, com um crescimento quase exponencial. Esse crescimento está associado ao aumento da demanda por energia limpa, diminuição dos custos de produção e crescimento do mercado fotovoltaico. A seguir a evolução da potência instalada no mundo, de 2000 até 2017, totalizando aproximadamente 402,5 GWp, conforme o gráfico 4.

Gráfico 4 - Evolução da potência instalada no mundo por região em GWp



Fonte: Snapshot of Global PV Markets, IEA PVPS, 2018

Em 2017, a China instalou 53 GWp, mais que potência acumulada total dos EUA (51 GWp) e cerca de 40% da sua potência instalada total (131 GWp). Com isso ela lidera o mercado por larga margem, seguida dos EUA (51 GWp), Japão (49 GWp) e Alemanha (42 GWp). O Brasil apareceu entre os 10 com 0,9 GWp instalados, mas a potência acumulada ainda é baixa, apenas 1,1 GWp, não figurando no ranking mostrado no gráfico 5.

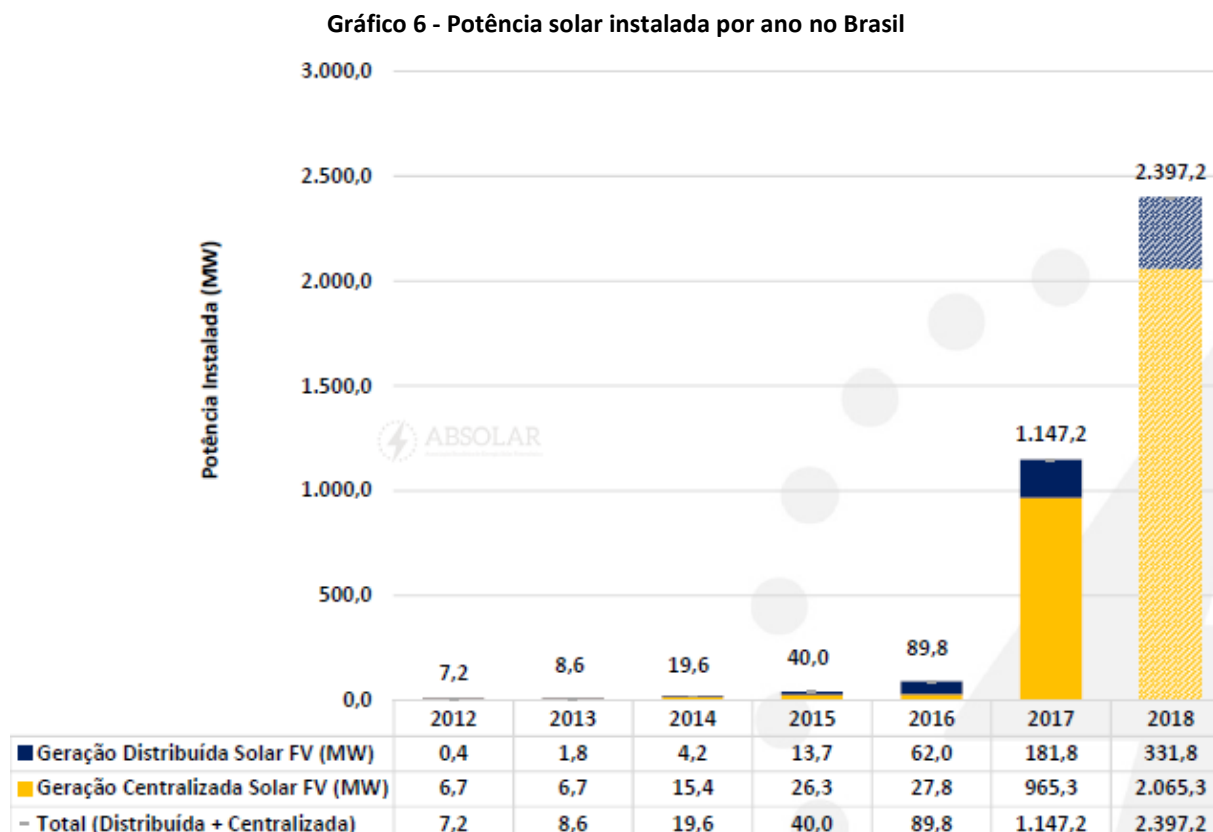
Gráfico 5 – Os 10 países com maior potência instalada e acumulada até 2017

1		China	53 GW	1		China	131 GW
2		USA	10,6 GW	2		USA	51 GW
3		India	9,1 GW	3		Japan	49 GW
4		Japan	7 GW	4		Germany	42 GW
5		Turkey	2,6 GW	5		Italy	19,7 GW
6		Germany	1,8 GW	6		India	18,3 GW
7		Australia	1,25 GW	7		UK	12,7 GW
8		Korea	1,2 GW	8		France	8 GW
9		UK	0,9 GW	9		Australia	7,2 GW
10		Brazil	0,9 GW	10		Spain	5,6 GW

Fonte: Snapshot of Global PV Markets, IEA PVPS, 2018

O Brasil em 2017 possuía 1,147 GWp instalados e conforme projeção chegará a 2,397 GWp em 2018. A maior parte da potência instalada se resume a geração centralizada, ou seja, grandes usinas solares distantes dos centros consumidores. A geração distribuída, em telhados

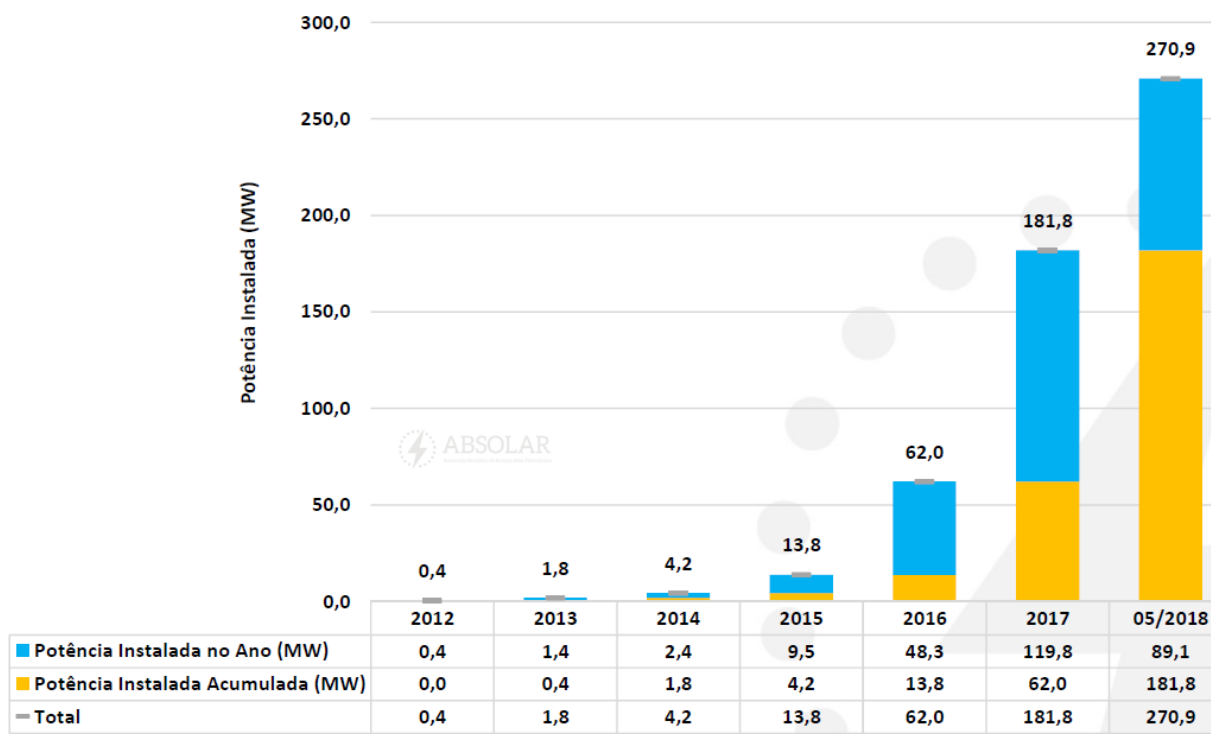
e pequenos consumidores, representará aproximadamente 16% do total, aproximadamente 331,8 MW, ao final de 2018, conforme gráfico 6.



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2018. Última atualização 04/06/2018

Ainda com enfoque na geração distribuída, o gráfico 7 apresenta o crescimento tardio do Brasil, mas seguindo uma curva exponencial observada nas tendências mundiais. Podemos notar no gráfico, que o crescimento começou no ano de 2012 e a tendência se mantém para os próximos anos.

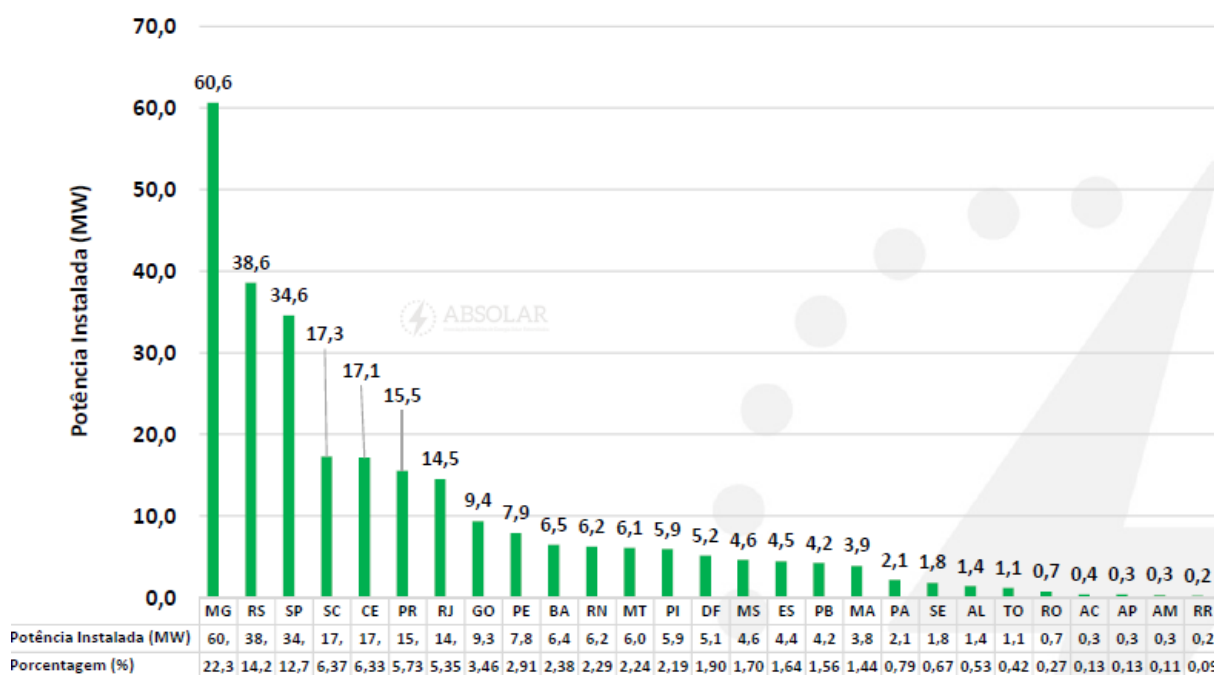
Gráfico 7 – Evolução da potência da GD distribuída



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2018. Última atualização 04/06/2018

O gráfico 8 mostra a potência instalada total por estado, com Minas Gerais na liderança, justificado pelo alto custo da tarifa de energia, incentivos fiscais e alto índice de irradiação solar. Paraná e São Paulo seguem próximos em segundo lugar por incentivos fiscais e alto consumo energético.

Gráfico 8 – Potência instalada de GD por estado



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2018. Última atualização 04/06/2018

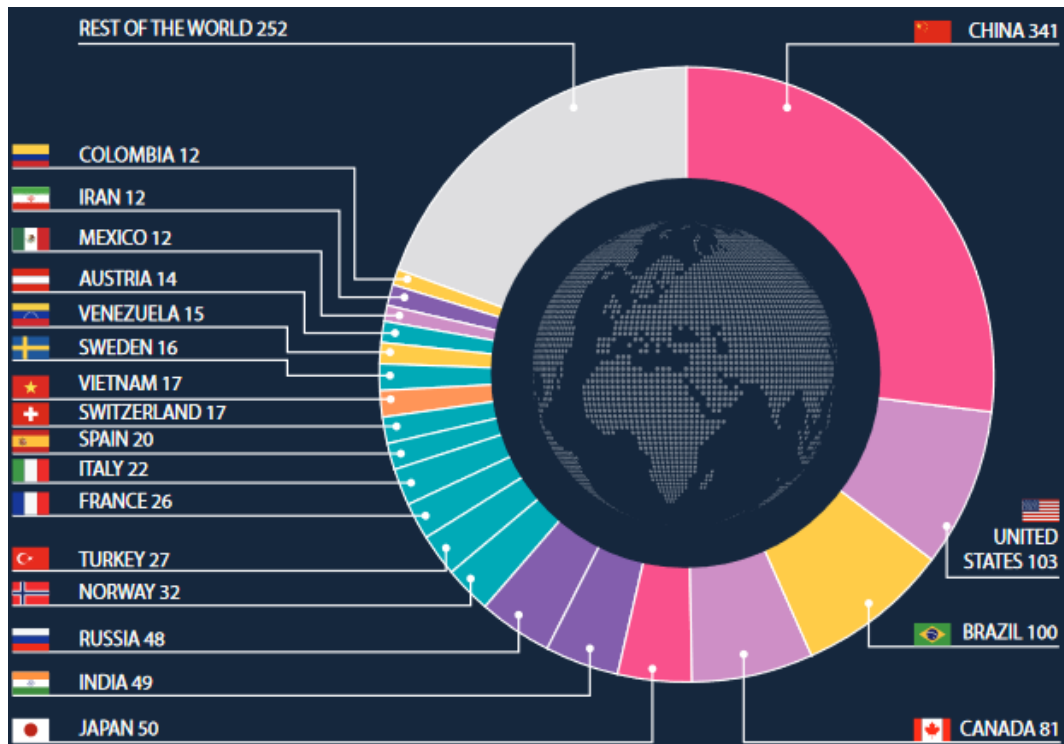
4.2 Geração Hidrelétrica

A geração hidrelétrica consiste no aproveitamento da energia potencial da água, através da sua canalização e regularização da vazão. Foi uma das primeiras fontes de geração de energia elétrica, sendo a primeira utilização na Inglaterra em 1878, em corrente contínua. Acompanhou então a evolução da própria eletricidade, e com o uso da corrente alternada foi possível transmitir energia a distâncias maiores, permitindo centralizar a produção.

As primeiras hidroturbinas foram desenvolvidas, por engenheiros notáveis como o francês Benoit Fourneyron, o franco-americano James Francis, o americano Lester Allan Pelton e o austríaco Viktor Kaplan. Os países pioneiros na utilização e no desenvolvimento da energia hidráulica foram os EUA e Canadá. Na segunda metade do século 20, foram seguidos por URSS, Brasil e China. Destaque para a construção da usina de Itaipu em 1984 na fronteira entre Brasil e Paraguai.

A energia hidrelétrica é a renovável com maior utilização atualmente, com produção mundial de 4,185 TWh em 2017. O Brasil é o terceiro maior produtor de energia hidrelétrica no mundo, perdendo apenas para China e EUA. O gráfico 9 apresenta os países com maior capacidade instalada em 2017.

Gráfico 9 – Potência hidrelétrica instalada no mundo em GW



Fonte: IHA, 2018

Os reservatórios para regularização das vazões nas hidrelétricas garantem uma geração firme de energia, fazendo com que operem na base da geração. Associadas ao fato de possuírem grandes potências instaladas e sistemas de transmissão já construídos, os benefícios da combinação com a geração solar fotovoltaica são evidentes. Um reservatório coberto com uma usina fotovoltaica poderia abastecer a demanda durante o dia, permitindo que se estoque água para geração a noite.

O Brasil possui um potencial enorme para esse tipo de utilização, conforme já demonstrado por Strangueto (2016). A autora fez um levantamento das UHEs em operação, utilizando o banco de dados da ANEEL e filtrando os reservatórios com área superior a 0,01 km². Chegou a 165 empreendimentos com área total conforme tabela 1:

Tabela 1 - Área total considerada dos reservatórios com área superior a 0,01 km²

Área total (km2)	Área útil (km2)	Área mínima (km2)
37.922,95	30.338,36	3.033,84

Fonte: Strangueto (2016)

A área útil foi definida como 80% do total da área do reservatório e a mínima como 10%. Na tabela 2 foram compilados os resultados da produção de energia levando em conta o potencial de cada região. Apenas para comparação, a geração total de energia no Brasil em 2016 ficou em torno de 578,9 TWh, segundo levantamento da ANEEL.

Tabela 2 - Resultados para os reservatórios brasileiros

Potência instalada máxima (GWp)	Potência instalada mínima (GWp)	Energia produzida no ano máxima (TWh)	Energia produzida no ano mínima (TWh)
4519	452	4443	444

Fonte: Strangueto (2016)

Observa-se que seria possível gerar uma energia equivalente a 7,7 vezes o consumo brasileiro em 2017, caso fossem instaladas usinas nos reservatórios das UHEs levantadas. Para informações mais detalhadas sobre os levantamentos, sugere-se a leitura de Strangueto (2016).

4.3 Usinas Fotovoltaicas Flutuantes

O uso de módulos solares sobre a água começou propriamente em 2007 com uma usina experimental de 20 kWp, instalada em Aichi. A técnica foi a utilização de módulos convencionais sobre uma modular estrutura flutuante. Desde então se utiliza o mesmo método de instalação, mas as potências das placas atuais chegam a 400W.

Ainda não foi desenvolvido nenhum módulo voltado para aplicação específica em usinas flutuantes pois a dinâmica dos processos de troca de calor e reflexão da luz, que envolvem os módulos sobre a água, precisam ser melhor estudadas para o desenvolvimento de uma tecnologia que possibilite aproveitar melhor os benefícios gerados.

Mesmo assim o mercado mundial vem crescendo a medida que mais países começam a utilizar a tecnologia. Os principais usos em pequena escala foram na agricultura, para sistemas de bombeamento. Japão e EUA foram pioneiros no uso em grande escala, mas a China, com sua uma grande demanda energética possui um enorme potencial nos reservatórios das UHEs, assim como Brasil.

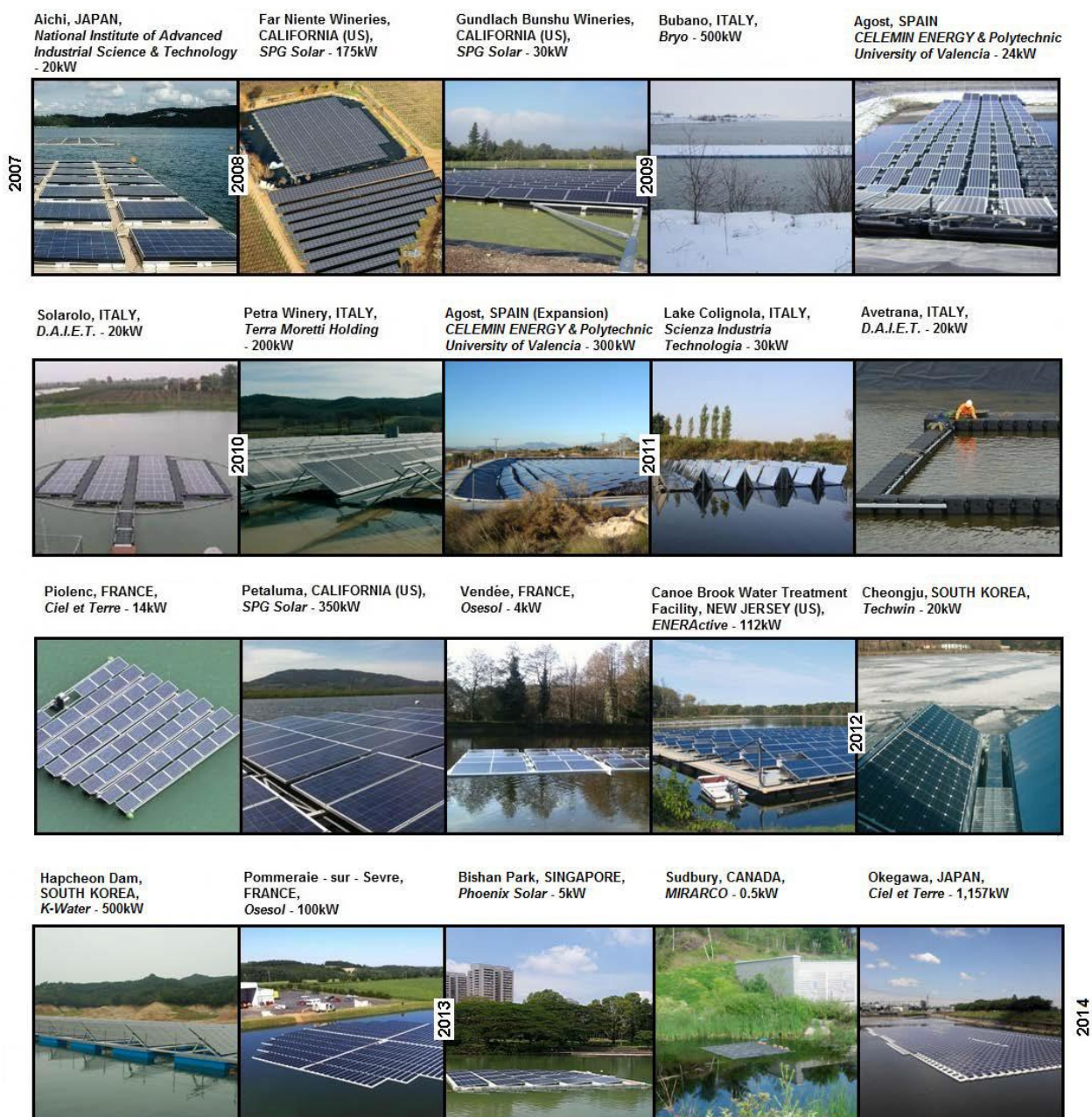


Figura 1 - Evolução dos projetos fotovoltaicos flutuantes

Fonte: TRAPANI, Kim; SANTAFÉ, Miguel Redón.

No Brasil a primeira usina fotovoltaica flutuante foi construída numa lagoa artificial na cidade de Cristalina – GO. Tem uma potência instalada de 304 kWp e é composta por 1150 módulos fotovoltaicos. Em uma escala maior, temos os projetos de duas usinas flutuantes, financiadas pelas concessionárias Eletronorte e Chesf, para começarem a operar ainda em 2018.

A primeira será no reservatório da UHE de Balbina, no município de Presidente Figueiredo – AM. Será implantada em duas fases, sendo a primeira com potência de 1 MW e

depois será ampliada para 5 MW. Serão instalados 19.292 módulos fotovoltaicos sobre 2.712 estruturas flutuantes feitas de PEAD com uma área de aproximadamente 50.000m². A outra será implantada no lago da UHE de Sobradinho - BA, sob concessão da Chesf, seguindo o mesmo molde para implantação.

4.4 Desenvolvimento do Projeto

Para cálculo e comparação das usinas fotovoltaicas, foi escolhido o reservatório da UHE Itumbiara, com coordenadas 18°24'28.6" S e 49°06'0.06" W. A usina é operada pela Furnas Centrais Hidrelétricas S. A. e possui um reservatório de 778 km². A casa de força tem dimensão de 223 x 25m, com 6 unidades geradoras de 347 MW tipo Francis de eixo vertical, totalizando 2082 MW de potência. Opera na frequência de 60Hz e tensão de 13,8 kV.

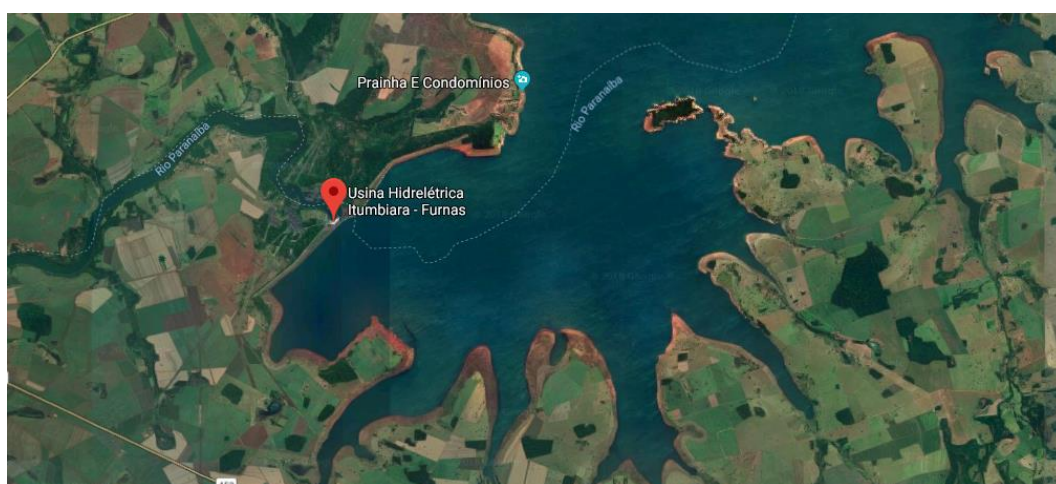


Figura 2 - Local da barragem e visão geral do lago

Fonte: Google Maps

Com o local escolhido fixou-se uma potência total AC de 1 MW. Foi considerada uma relação próxima a 80% entre a potência total dos inversores e a potência em kWp dos módulos. Definiu-se a potência total dos módulos fotovoltaicos em 1260 kWp com 20 inversores de 50 kW. Adotou-se o módulo solar CS6U-350P da fabricante *Canadian Solar*. O inversor escolhido foi o Trio-50.0-TL-OUTD da fabricante ABB. O sistema foi composto de 3600 módulos e 20 inversores. Para dispor simetricamente a usina, elaborou-se um *layout* de 120 fileiras, dispostas em 30 módulos na posição horizontal, conforme layout abaixo.



Figura 3 - Distribuição dos 3600 módulos e 20 inversores em 4 abrigos de alvenaria

Fonte: Elaboração própria no *Helioscope*

Os módulos foram orientados no sentido norte e com inclinação de 18° , ficando próxima a latitude para maior produção de energia anual. A área ocupada pela usina é de aproximadamente 15.500 m^2 , incluindo o espaço entre fileiras de $1,2\text{m}$. Calculou-se a geração para duas usinas idênticas, uma posicionada em terra e outra sobre o lago. Para efeito de comparação foram considerados os mesmos comprimentos de condutores nos circuitos AC e CC e mesma distribuição de equipamentos nas duas usinas.

Para sustentação dos módulos sobre o lago, existem no mercado diversos tipos de estruturas flutuantes, compostas por pequenas estruturas modulares até plataformas de centenas de metros de comprimento. O conceito a ser utilizado será a montagem da estrutura modular na margem do reservatório e reboque até o local pretendido. Para referência foram analisadas as soluções a seguir:

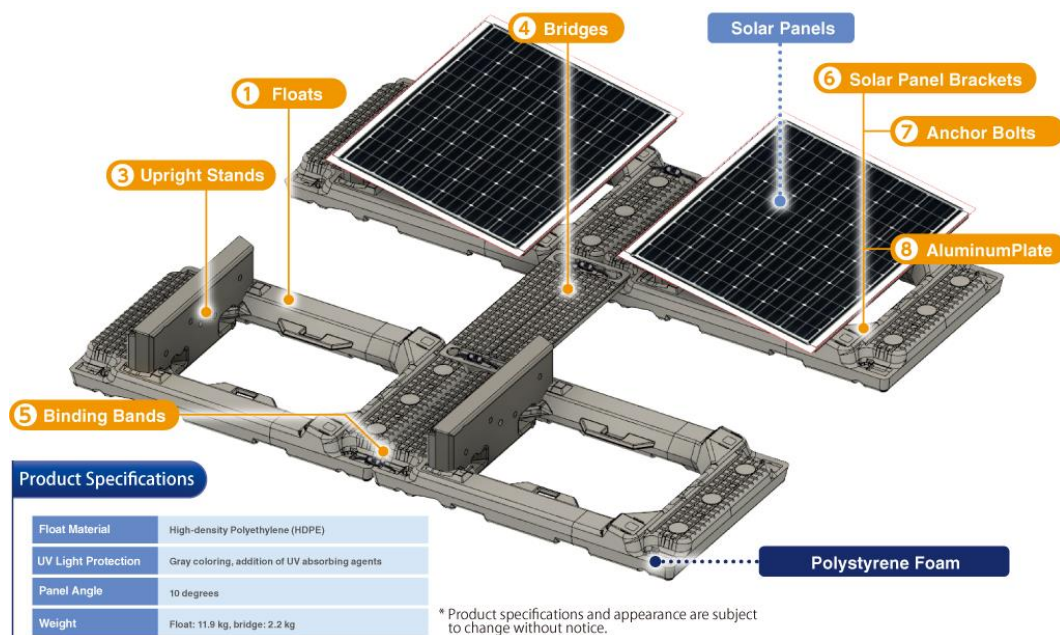


Figura 4 - Estrutura Flutuante em PEAD utilizada pela Sumimoto Mitsui Construction

Fonte: <http://pv-float.com/english>, acesso em 20/09/2018

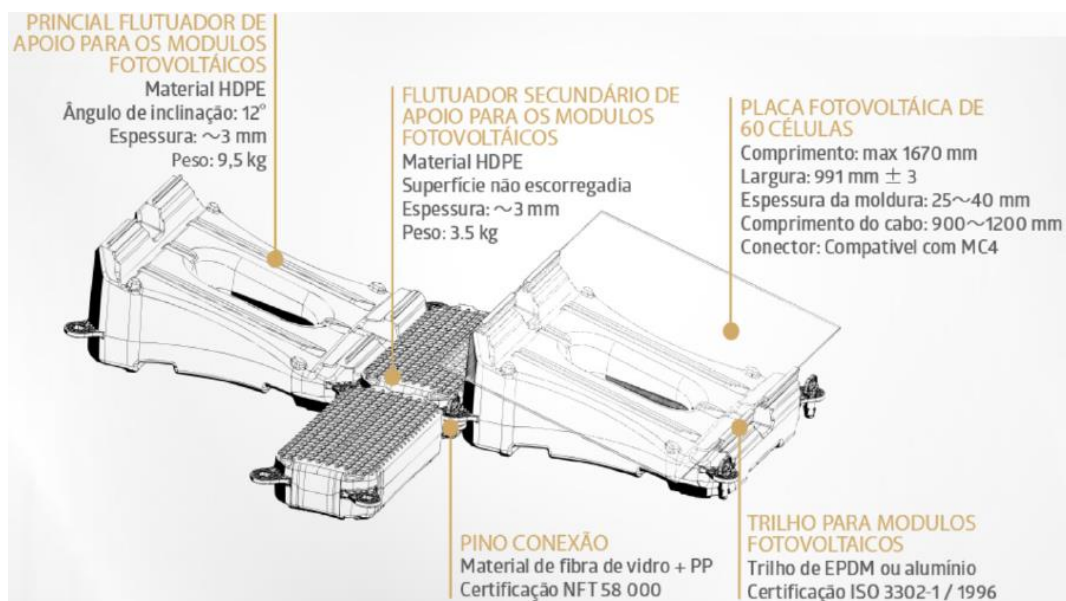


Figura 5 - Estrutura Flutuante em PEAD Hydrelío da empresa Ciel & Terre

Fonte: <https://www.ciel-et-terre.net/wp-content/uploads/2015/02/Hydrelío-presentation-brochure-CT-2015-ENG.pdf> acesso em 20/09/2018

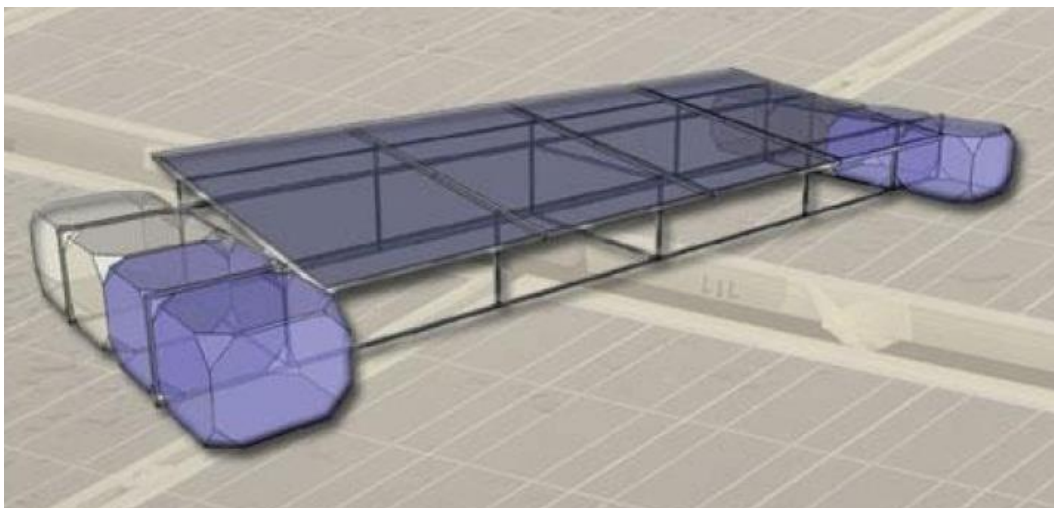


Figura 6 - Estrutura Flutuante em PEAD + perfil metálico NRG Energia

Fonte: <http://www.nrg-energia.it/floating-pv-systems.html> acesso em 20/09/2018

Na usina flutuante em questão, apenas os módulos fotovoltaicos estarão sobre o lago, com estrutura flutuante em PEAD. Os inversores foram locados em terra, próximos as margens do reservatório e interligados a subestação mais próxima. A usina em solo foi calculada com estrutura triangular padrão, com os módulos fixados sobre treliças metálicas que se apoiam em pequenos blocos de fundação.

Na parte do circuito CC, cada inversor é conectado a 9 *strings* com 20 módulos, com tensão de circuito aberto máx de 954,2 Vcc e na máxima potência de 680 Vcc. Entre as *strings* e o inversor há um *stringbox* com seccionamento e proteção contra descargas atmosféricas, que une os 9 circuitos e leva ao inversor um circuito único.

A corrente de curto-circuito por *string* é de 9,97 A e após a *stringbox* vai num condutor de 35mm² com corrente de 89,73 A até a entrada do inversor. Assim, em cada inversor são conectados 180 módulos fotovoltaicos num único SPMP, segundo a característica do inversor, que suporta até 100 A conforme dados técnicos.

Cada módulo possui uma caixa de conexão, com grau de proteção IP68, adequada a utilização flutuante e vem de fábrica com cabos de 4mm² e 1,16m de comprimento para ligação ao módulo adjacente. Os conectores são do tipo MC4, figura 7, e possuem grau de proteção IP68. Após a ligação dos 20 módulos adjacentes um condutor conecta o circuito da *string* à *stringbox*.



Figura 7 - Detalhe dos conectores MC4 fêmea e macho

Fonte: Multi-Contact USA

A estrutura flutuante tem 30 módulos por fileira, sendo 9 *strings* em 6 fileiras com a ligação das *strings* detalhada na figura 8 a seguir.

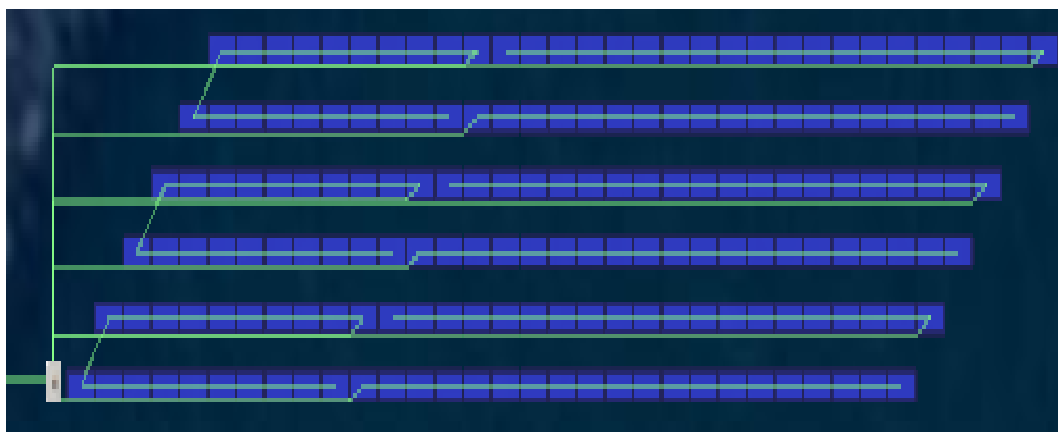


Figura 8 - Stringbox e ligação dos cabos dos módulos e strings

Fonte: Elaboração própria no Helioscope

A *stringbox* mostrada na figura 9 possui grau de proteção IP68 e 18 porta fusíveis 10-38 mm 32 A, com 18 fusíveis CC 15 A, 1000 Vcc, 3 DPS CC 1000V-40kA e uma chave seccionadora 1000Vcc e 150 A. A montagem e o detalhamento da ligação dos cabos na *stringbox* foi feito conforme figura 9.

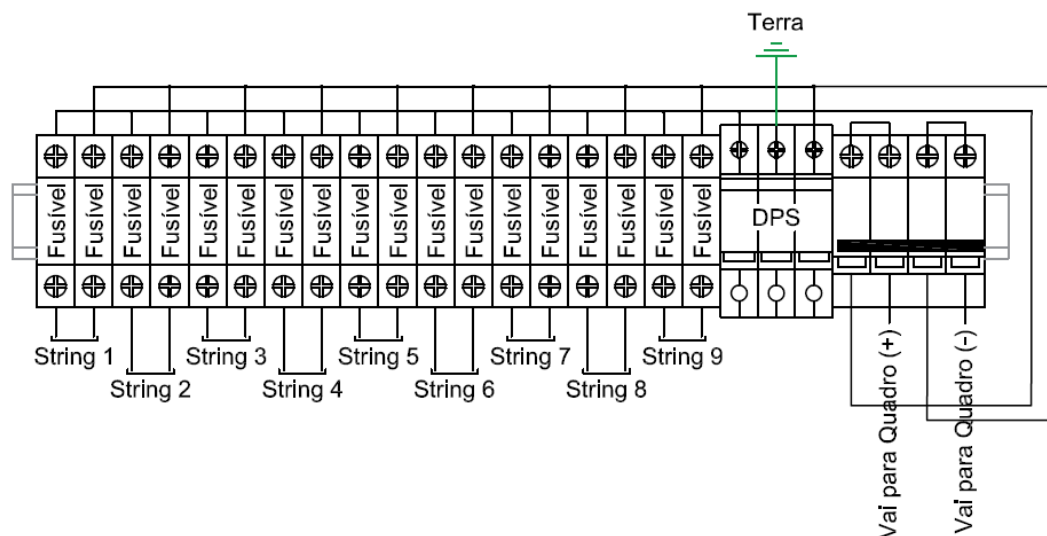


Figura 9 - Croqui do *stringbox*

Fonte: Elaboração própria

Os inversores foram locados na margem do reservatório dentro de um abrigo de alvenaria. Foram dimensionados 4 abrigos nas margens, com 5 inversores em cada, fixados na parede do abrigo e ao lado dos inversores um quadro AC. A entrada dos inversores vem da *stringbox* e a saída é conectada ao quadro AC conforme figura 10.

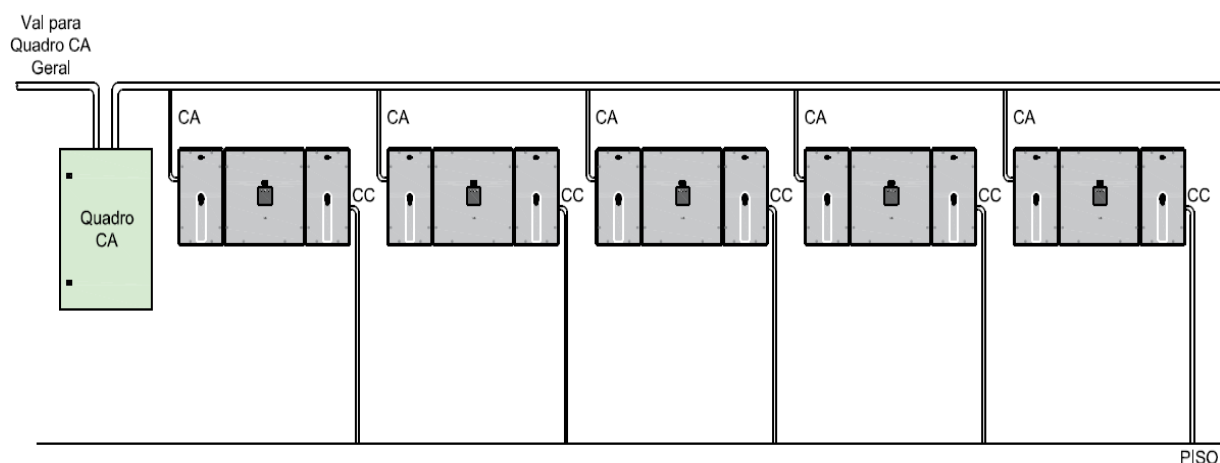


Figura 10 - Croqui dos inversores fixados na parede do abrigo

Fonte: Elaboração própria

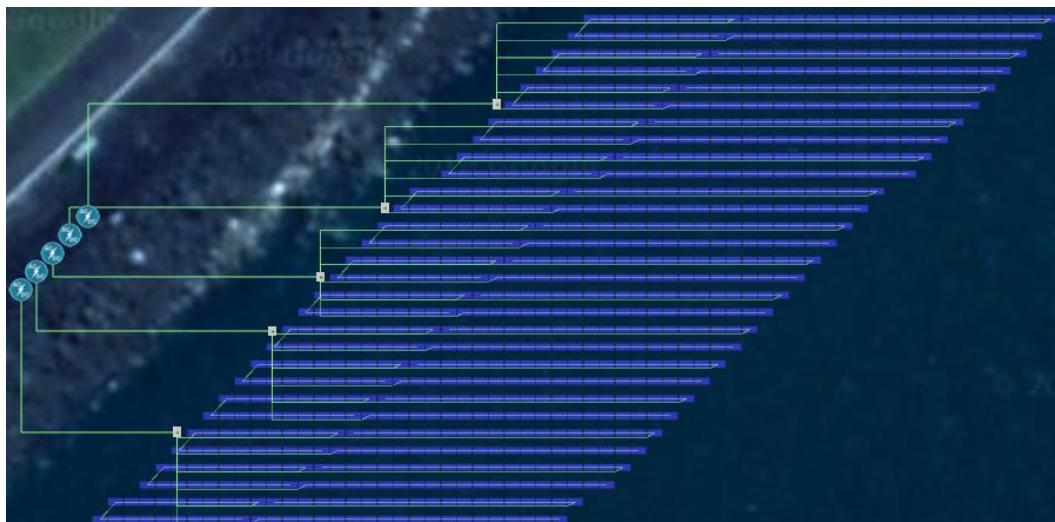


Figura 11 - Localização de um dos abrigos dos inversores na margem

Fonte: Elaboração própria no *Helioscope*

O circuito CA começa na saída dos inversores e vai ao quadro CA de cada abrigo. No quadro do abrigo mais próximo a subestação, abrigo 4, é feita a ligação de todo circuito e a saída vai a subestação num cabo de 25 mm². O detalhamento do quadro é apresentado a seguir.

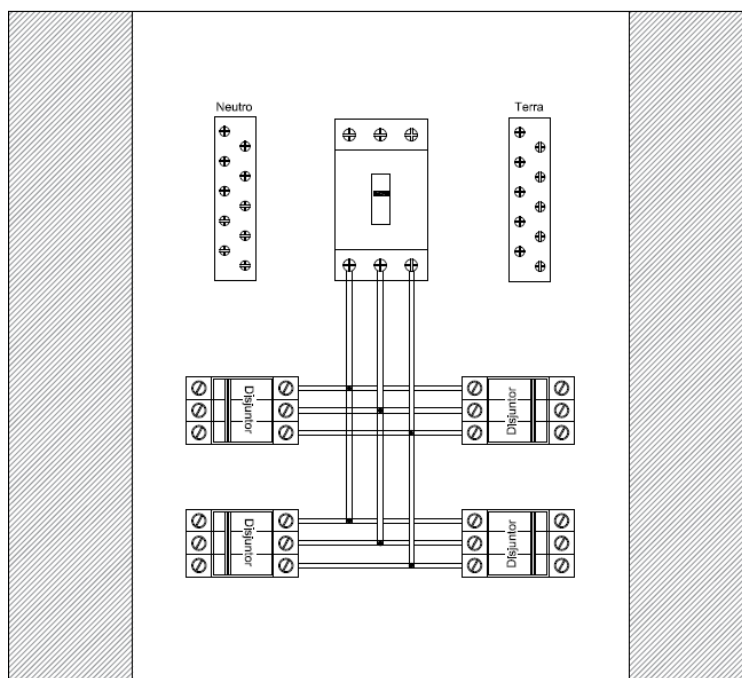


Figura 12 –Detalhamento do quadro geral AC

Fonte: Elaboração própria

Nas simulações feitas no *Helioscope*, as duas usinas são similares com exceção da estrutura e o modelo de temperatura dos módulos. O programa considera dados climáticos da base do *Meteonorm* sendo as estações mais próximas nas cidades de Capinópolis – MG, Catalão - GO e Ipameri – GO.

A determinação da temperatura de operação do módulo fotovoltaico sobre o reservatório, é um assunto bastante complexo que abrange características da geometria solar, como radiação direta, difusa e características climáticas como umidade, velocidade do vento e temperatura. O objetivo da simulação é fornecer uma ordem de grandeza para o aumento da geração energética proporcionada pelas condições de temperatura sobre o reservatório e consequentemente sua eficiência.

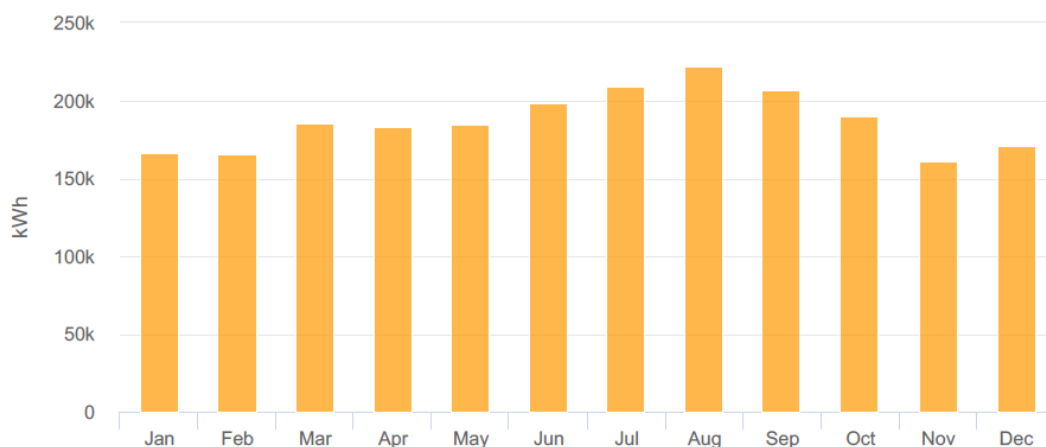
Atualmente o *Helioscope* possui a modelagem do *Sandia National Laboratories* embutida na programação e permite ao usuário alterar os coeficientes de dissipação térmica das células, a dissipação térmica do vento e a diferença de temperatura entre a célula e a parte traseira do módulo. Estudou-se a modelagem do *Sandia National Laboratories* e os coeficientes foram alterados conforme dados climatológicos da área, levando em dados de temperatura do reservatório em questão.

5. RESULTADOS

5.1. Geração de energia fotovoltaica

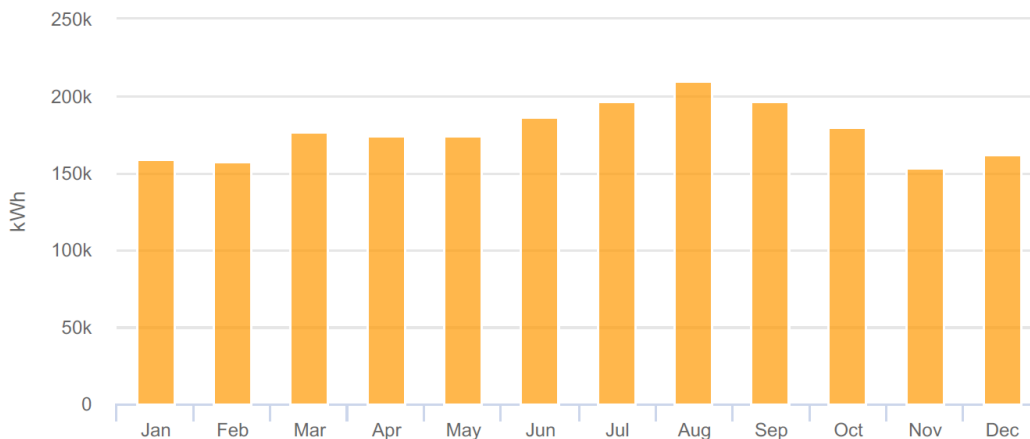
Para as condições descritas, o software gerou as análises a seguir.

Gráfico 10 - Geração mensal em kWh - usina flutuante



Fonte: Elaboração própria no *Helioscope*

Gráfico 11 - Geração mensal em kWh - usina em solo



Fonte: Elaboração própria no *Helioscope*

A seguir, na tabela 3, a comparação entre a geração de energia nas duas usinas:

Tabela 3 – Comparativo da geração mensal em kWh

Mês	Irradiância Horizontal	Irradiância no plano dos módulos	Sombreamento	Energia total	Energia gerada flutuante	Energia gerada solo	Energia excedente flutuante
Jan	173,3	161,4	159,3	190.657,2	166.698,6	158.844,4	4,94%
Fev	163,7	160,1	158,1	189.652,1	165.467,2	157.495,6	5,06%
Mar	173,6	180,3	178,3	214.400,0	185.883,9	177.083,4	4,97%
Abr	156,8	176,3	174,5	210.278,7	183.642,7	174.428,9	5,28%
Mai	145,4	174,7	173,2	209.078,6	184.401,6	174.589,6	5,62%
Jun	146,2	185,6	184,3	222.754,7	199.046,3	187.062,2	6,41%
Jul	157,0	195,7	194,3	234.804,4	209.311,3	197.211,7	6,14%
Ago	180,7	211,8	210,2	254.261,8	222.693,8	210.237,7	5,92%
Set	185,5	199,8	197,9	238.879,9	206.832,8	196.165,9	5,44%
Out	184,7	183,8	181,5	217.707,8	190.273,5	180.332,5	5,51%
Nov	161,9	153,8	151,6	180.841,1	160.930,8	153.179,0	5,06%
Dez	178,4	164,2	162,1	193.593,2	170.714,5	162.170,4	5,27%
Total	2.007,2	2.147,5	2.125,3	2.556.909,5	2.245.897,0	2.128.801,3	5,50%

Fonte: Elaboração própria

Dos resultados compilados na tabela acima, podemos notar um incremento médio anual de 5,50% na geração da usina flutuante. O valor da geração anual para usina flutuante foi de 2,246 MWh contra 2,128 MWh da usina em solo. Essa diferença se deu exclusivamente pela diminuição da perda por temperatura pois o *layout* simétrico das usinas apresentou valores iguais de irradiância e perda por sombreamento.

Nas tabelas 4 e 5 a seguir, podemos observar a irradiância no plano horizontal e as correções passo a passo da simulação. A simulação fornece os dados na seguinte ordem:

- Irradiância no plano dos módulos (*POA – plane of array*)
- Perda por sombreamento
- Perda por reflexão na superfície do módulo
- Perda por sujeira
- Irradiância total
- Energia nominal (potência nominal dos módulos x irradiância total)
- Perdas por baixa luminosidade
- Perdas por temperatura
- Perdas por módulos em condições diferentes
- Perdas por resistividade nos cabos
- Perdas por superar o limite de capacidade dos inversores
- Perdas por eficiência e desempenho dos inversores
- Energia gerada após perdas

Tabela 4 - Perdas anuais usina flutuante

Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m²)	Annual Global Horizontal Irradiance	2,007.2	
	POA Irradiance	2,147.4	7.0%
	Shaded Irradiance	2,125.2	-1.0%
	Irradiance after Reflection	2,065.4	-2.8%
	Irradiance after Soiling	2,024.1	-2.0%
	Total Collector Irradiance	2,024.1	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	2,556,909.6	
	Output at Irradiance Levels	2,550,071.1	-0.3%
	Output at Cell Temperature Derate	2,504,138.6	-1.8%
	Output After Mismatch	2,417,305.2	-3.5%
	Optimal DC Output	2,328,627.7	-3.7%
	Constrained DC Output	2,303,754.9	-1.1%
	Inverter Output	2,257,180.0	-2.0%
	Energy to Grid	2,245,900.0	-0.5%
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		24.1 °C
	Avg. Operating Cell Temp		26.6 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours		4599
	Solved Hours		4599

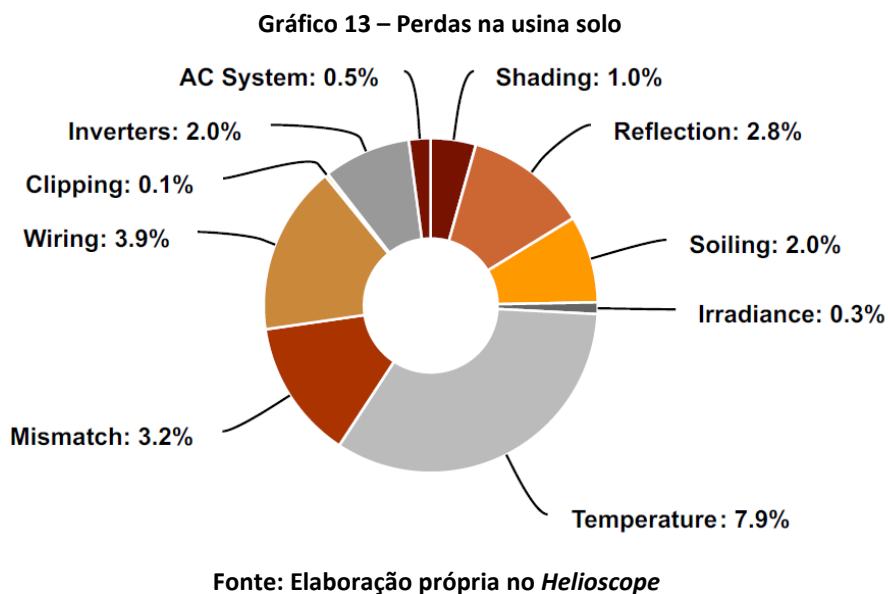
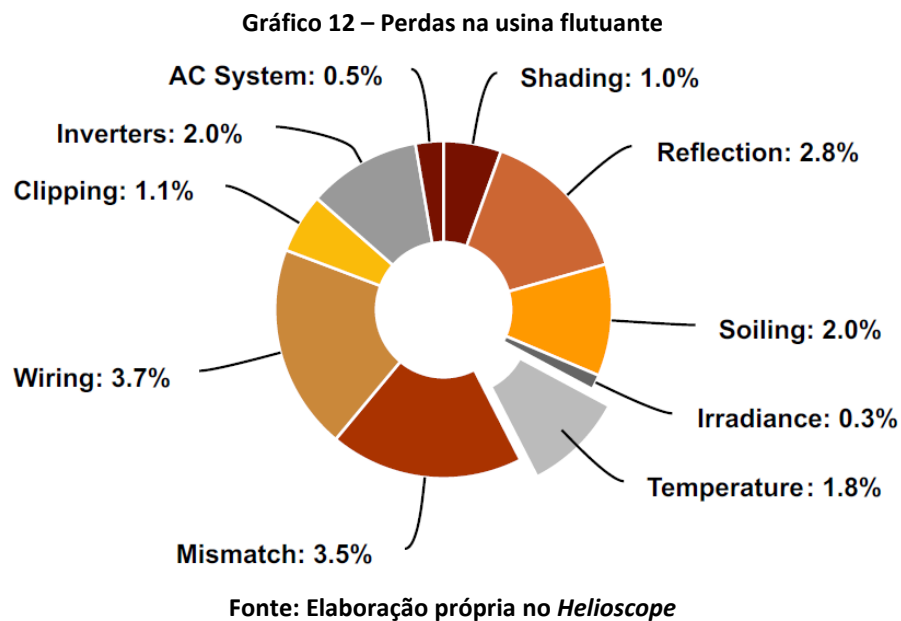
Fonte: Elaboração própria no *Helioscope*

Tabela 5 - Perdas anuais usina em solo

Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m²)	Annual Global Horizontal Irradiance	2,007.2	
	POA Irradiance	2,147.4	7.0%
	Shaded Irradiance	2,125.1	-1.0%
	Irradiance after Reflection	2,065.3	-2.8%
	Irradiance after Soiling	2,024.0	-2.0%
	Total Collector Irradiance	2,024.0	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	2,556,860.7	
	Output at Irradiance Levels	2,550,021.8	-0.3%
	Output at Cell Temperature Derate	2,348,245.6	-7.9%
	Output After Mismatch	2,273,164.5	-3.2%
	Optimal DC Output	2,184,834.4	-3.9%
	Constrained DC Output	2,183,194.7	-0.1%
	Inverter Output	2,139,500.0	-2.0%
	Energy to Grid	2,128,800.0	-0.5%
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		24.1 °C
	Avg. Operating Cell Temp		35.7 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours		4599
	Solved Hours		4599

Fonte: Elaboração própria no *Helioscope*

Os gráficos 12 e 13 apresentam um resumo das fontes de perdas nos sistemas estudados.



5.2. Viabilidade financeira

Para implantação das usinas foram utilizados dados financeiros referentes a cotações nos meses de setembro e outubro de 2018. Os equipamentos fotovoltaicos, módulos e inversores são em sua maioria importados e indexados ao dólar. Apenas para referência o preço do dólar nos meses em questão foi de R\$ 4,05. A seguir, na tabela 6, a lista de equipamentos e o custo levantado para as quantidades em questão.

Tabela 6 – Custos levantados para as usinas

EQUIPAMENTO/SERVIÇO	QTD	R\$/UND	SOLO	FLUTUANTE
Módulo FV CS3U 355P	3600	660,00	2.376.000,00	2.376.000,00
Inversor ABB Trio 50.0 TL-OUTD	20	30.000,00	600.000,00	600.000,00
Estrutura de Solo	1	400.000,00	400.000,00	
Estrutura Flutuante	1	800.000,00		800.000,00
Cabos, conectores e eletrodutos	1	200.000,00	200.000,00	200.000,00
Adicional p/eletrodutos blindados	1	50.000,00		50.000,00
Fundação para estrutura de solo	1	120.000,00	120.000,00	
Mão de obra instalação em solo	1260	500,00	630.000,00	
Mão de obra instalação flutuante	1260	1.000,00		1.260.000,00
Total			R\$4.326.000,00	R\$5.286.000,00

Fonte: Elaboração própria

Para análise temos as duas usinas com a mesma especificação de material, com exceção das estruturas, mão de obra e eletrodutos. Para os eletrodutos com grau de proteção IP68, que abrigam os cabos do circuito CC, foi levado em conta um valor adicional. Os custos levantados foram de R\$ 5.286.000,00 para usina flutuante e R\$ 4.326.000,00 para usina em solo.

O período de operação foi definido em 25 anos, com perda de eficiência dos módulos de 2,5% no primeiro ano e 0,7% nos anos seguintes e com troca de inversores a cada 10 anos. O custo da implantação das usinas foi dividido em 5 anos e a geração de receitas a partir do ano 1. A receita foi considerada como o produto da geração anual pelo valor definido de R\$ 290,00 para o MWh. A seguir foram analisadas as receitas anuais geradas por cada usina e aplicadas uma taxa de desconto de 8%. Na tabela 7 os valores calculados de TIR e VPL.

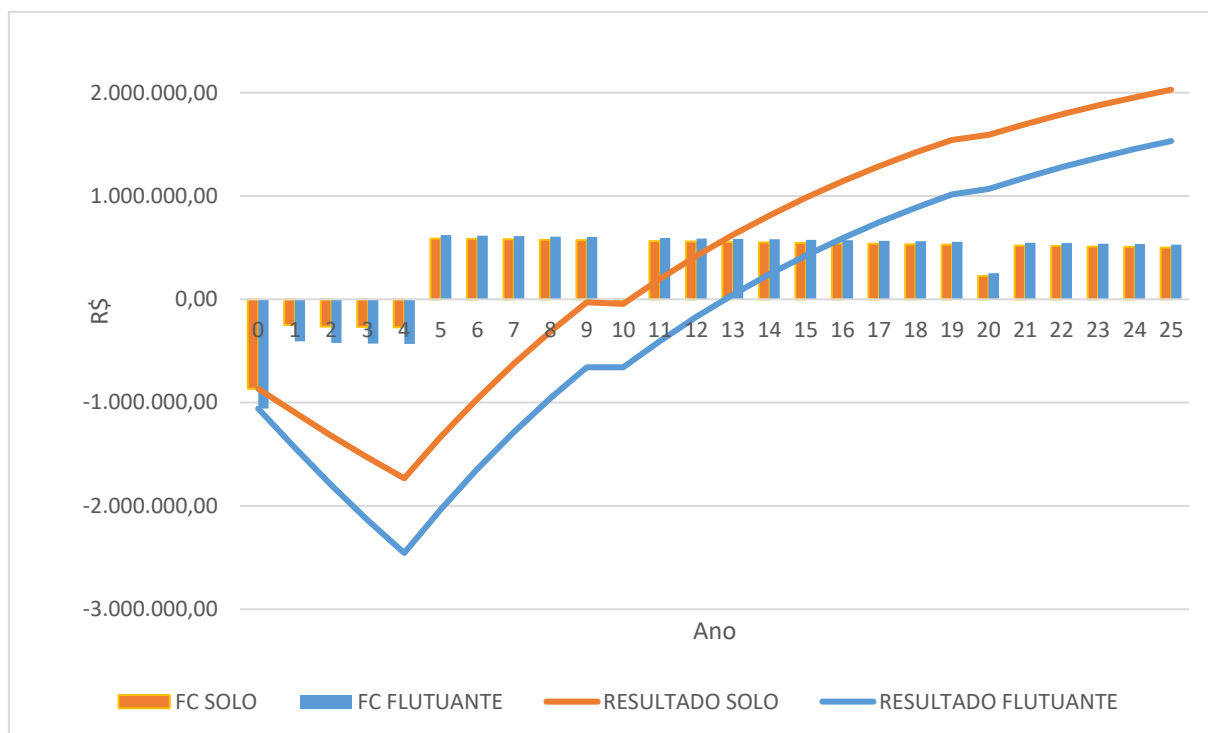
Tabela 7 – TIR E VPL

	SOLO	FLUTUANTE
TIR	16,96%	13,38%
VPL	R\$2.029.186,95	R\$1.531.757,48
TAXA DE DESCONTO	8%	8%

Fonte: Elaboração própria

O gráfico 14 apresenta os valores dos fluxos de caixa anuais descontados e o resultado acumulado.

Gráfico 14 – Fluxo de caixa descontado e resultado acumulado



Fonte: Elaboração própria

Podemos notar que a usina em solo apresenta um VPL cerca de 32% maior, mas é importante ressaltar que a análise se limitou apenas a equipamentos dos sistemas. Para uma análise complementar poderiam ser levados em conta fatores como:

- Custo do licenciamento ambiental da área de implantação
- Custo de limpeza e regularização de terreno para usina em solo
- Benefício da diminuição na taxa de evaporação do lago
- Aumento da irradiação indireta pela reflexão na superfície da água,
- Custo evitado com a utilização do sistema de transmissão de energia existente
- Custo de ancoragem do sistema flutuante

Estes fatores poderiam aumentar o custo de implantação de uma grande usina em solo e aumentar o benefício gerado na usina flutuante, tornando o investimento na usina flutuante bastante atrativo.

6. CONCLUSÕES

Como esperado, houve um aumento na produção de energia da usina flutuante, da ordem de 5,5%, para a mesma configuração, resultando numa taxa de performance (*performance ratio*) de 83,0% contra 78,3% da usina em solo. Esse aumento se deu pela redução das perdas por temperatura nos módulos. O efeito da combinação de umidade e vento resfria os módulos, diminuindo sua temperatura de operação e melhorando a eficiência.

Ainda na linha da eficiência, outro fator a ser analisado é o aumento da radiação indireta pela reflexão na superfície da água. Reitera-se que o modelo de Perez não foi alterado na simulação deste estudo, mas o aumento da radiação indireta na superfície da água pode ser significativo, a depender de um estudo mais aprofundado.

Analisando pela ótica dos custos diretos, a estrutura da usina flutuante, com seus flutuadores, eletrodutos IP68 e demais materiais e mão de obra, requer um investimento maior que o ganho fornecido pelo aumento de eficiência. A mão de obra de montagem e manutenção tende a ser mais cara e mais complexa, mas a medida que a tecnologia é difundida, os custos tendem a cair. Podemos concluir que a aplicação desse tipo de tecnologia, fotovoltaica flutuante, deve crescer num ritmo acelerado, puxado pelo crescimento exponencial da geração fotovoltaica.

As usinas flutuantes já se mostram viáveis, como demonstrado, mas podem ficar ainda mais competitivas quando a demanda por energia aumentar e os outros benefícios indiretos, relativos ao custo de licenciamento ambiental e utilização de linhas de transmissão já existentes, forem levados em conta na implantação do projeto.

O Brasil apresenta enorme quantidade de reservatórios e grande incidência de irradiação solar, portanto o potencial de aplicação dessa tecnologia é vasto. Outro aspecto é o armazenamento de energia potencial, economizando água nos horários de alta incidência solar, para uso nos horários de pico. Ainda, é de se esperar uma diminuição na taxa de evaporação dos reservatórios, que precisa ser estudada para cada empreendimento e região.

Sugestões para estudos futuros seriam criar uma modelagem para prever a temperatura de operação dos módulos sobre reservatório. Criar uma modelagem para calcular a redução na taxa de evaporação dos reservatórios e consequentemente o ganho energético para validar os benefícios indiretos das usinas FV flutuantes. Estudar os impactos causados pelo sombreamento subaquático.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **PRODIST - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Disponível em:

<[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99)

[M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99)>. Acesso em: 20 set. 2018.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **PRODIST - Módulo 5 – Sistemas de Medição**. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Modulo5_Revisao5/4d9e298e-cbf6-4b09-a01a-2e55f05dc9c7>. Acesso em: 20 set. 2018.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N ° 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. Disponível em: <www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.

Acesso em: 20 set. 2018.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 517, DE 11 DE DEZEMBRO DE 2012**. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2018.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N ° 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015**. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: Abnt, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899**: Energia solar fotovoltaica - Terminologia. Rio de Janeiro: Abnt, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16612**: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho. Rio de Janeiro: Abnt, 2017.

CEJANE PUPULIN. Canal-jornal da Bioenergia. **Primeira usina solar flutuante do Brasil fica em Goiás**. Disponível em: <<http://www.canalbioenergia.com.br/primeira-usina-solar-flutuante-do-brasil-fica-em-propriedade-rural-em-goias/>>. Acesso em: 27 out. 2018.

CIEL & TERRE. **FLOATING SOLAR POWER PLANTS**. Disponível em: <<https://www.ciel-et-terre.net/wp-content/uploads/2015/02/Hydrelio-presentation-brochure-CT-2015-ENG.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2018.

CURTARELLI, Marcelo Pedroso et al. Avaliação da dinâmica temporal da evaporação no reservatório de Itumbiara, GO, utilizando dados obtidos por sensoriamento remoto. **Revista Ambiente & Água**, Presidente Prudente, v. 8, n. 1, p.272-289, abr. 2013.

Energy Efficiency & Renewable Energy. **History of Hydropower**. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/water/history-hydropower>>. Acesso em: 27 set. 2018.

EPE. **Matriz elétrica brasileira em 2016**. Disponível em: <www.epe.gov.br/pt>. Acesso em: 16 ago. 2018.

FURNAS. **Usina hidrelétrica de Itumbiara**. Disponível em: <http://www.furnas.com.br/hotsites/sistema-furnas/usina_hidr_itumbiara.asp>. Acesso em: 15 set. 2018.

INMET. **Instituto Nacional de Meteorologia**. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/>>. Acesso em: 20 set. 2018

INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION. **A brief history of hydropower**. Disponível em: <<https://www.hydropower.org/a-brief-history-of-hydropower>>. Acesso em: 27 set. 2018.

KING, David L.; BOYSON, William E.; KRATOCHVIL, Jay A.. **Photovoltaic Array Performance Model**. Albuquerque: Sandia National Laboratories, 2004.

NRG ENERGIA. **Floating Photovoltaic Systems**. Disponível em: <<http://www.nrg-energia.it/floating-pv-systems.html>>. Acesso em: 20 set. 2018.

SACRAMENTO, Elissandro Monteiro do et al. Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs. **Iet Renewable Power Generation**, [s.l.], v. 9, n. 8, p.1019-1024, 1 nov. 2015. Institution of Engineering and Technology (IET).

SIMÕES MOREIRA, José Roberto et al. **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. Rio de Janeiro: Ltc, 2017.

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

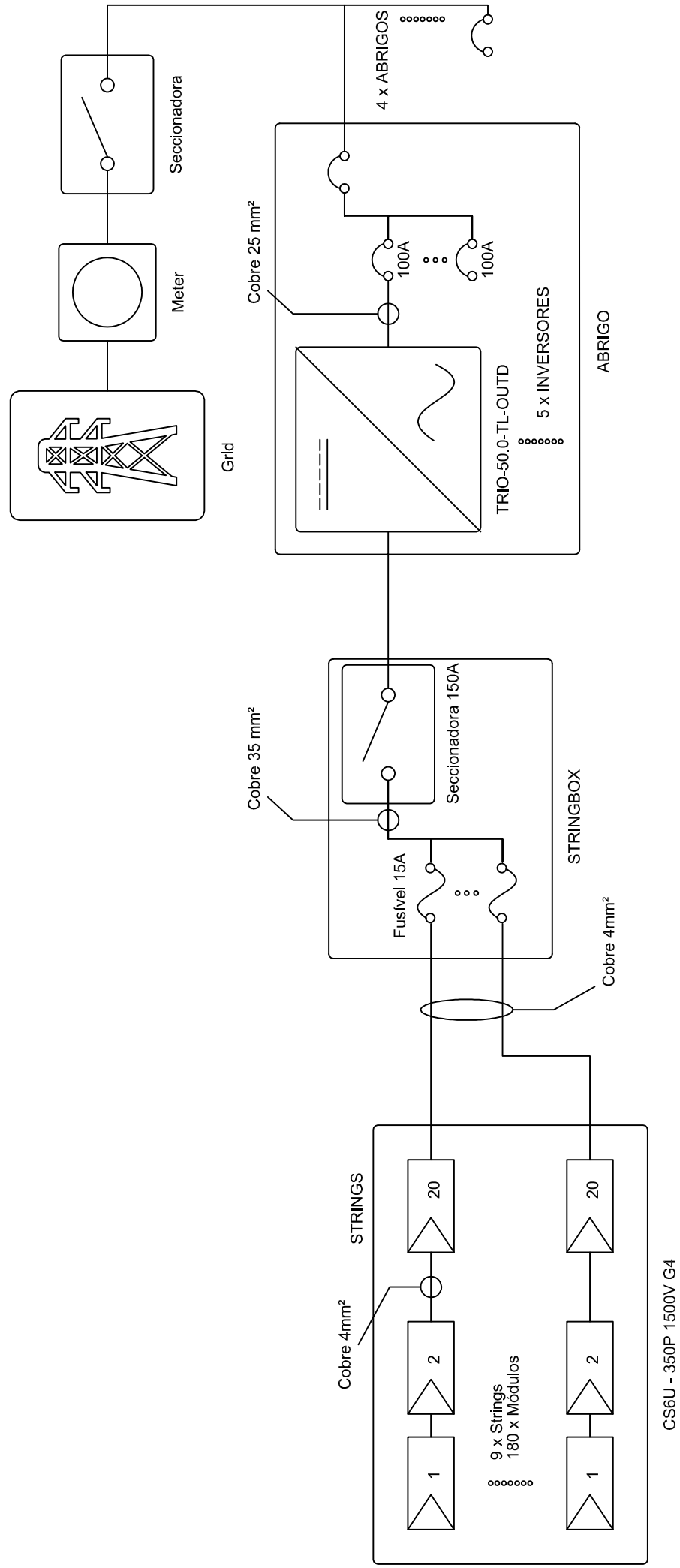
SUMITOMO MITSUI CONSTRUCTION CO. **Float system for solar power generation**. Disponível em: <<http://pv-float.com/english/>>. Acesso em: 20 set. 2018.

TRAPANI, Kim; SANTAFÉ, Miguel Redón. A review of floating photovoltaic installations: 2007-2013. **Progress In Photovoltaics: Research and Applications**, [s.l.], v. 23, n. 4, p.524-532, 23 jan. 2014. Wiley. <http://dx.doi.org/10.1002/pip.2466>

YERGIN, Daniel. **A Busca: Energia, segurança e a reconstrução do mundo moderno**. Rio de Janeiro: Intrínseca, 2014.

APÊNDICE A – DIAGRAMA UNIFILAR DA USINA FLUTUANTE

DIAGRAMA UNIFILAR



Module Specifications	
3600x Canadian Solar Inc. CS6U - 350P 1500V G4	
STC Rating	350 W
Vmp	38.1 V
Imp	9.21 A
Voc	46.2 V
Isc	9.79 A

Inverter Specifications	
20x ABB TRIO-50.0-TL-OUTD	
Max AC Power Rating	50 kW
Max Input Voltage	1,000 V
Min AC Power Rating	0 W
Min Input Voltage	360 V

APÊNDICE B – DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES CC E CA

- Temperatura de operação da célula

$$T_c = T_a + \frac{G_T}{800} [T_{NOC} - 20] \times 0,9$$

$$T_c = 31,3 + \frac{1000}{800} [45 - 20] \times 0,9 = 59,43 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ , onde:}$$

T_a – temperatura ambiente média anual máxima ($^\circ\text{C}$)

T_{NOC} - temperatura nominal de operação da célula ($^\circ\text{C}$)

G_T – radiação solar média no plano da célula (W/m^2)

- Potência do módulo fotovoltaico

$$P_{mp} = P_{mp}^0 \times \frac{G_T}{G_{REF}} [1 + \gamma_{mp} \times (T_c - T_{cREF})]$$

$$P_{mp} = 350 \times \frac{1000}{1000} \times [1 - 0,0039 \times (59,43 - 25)] = 303 \text{ W, onde:}$$

P_{mp} – potência do módulo fotovoltaico (W)

P_{mp}^0 – potência nominal do módulo fotovoltaico (W)

G_{REF} – radiação solar nas condições STC

γ_{mp} – coeficiente de temperatura para potência máxima ($^\circ\text{C}^{-1}$)

T_{cREF} – temperatura da célula nas condições STC

- Avaliação de V_{oc} – tensão de curto circuito

$T_{m\acute{a}x} = 33,8^\circ \text{C}$ em setembro e $T_{m\acute{i}n} = 13,7^\circ \text{C}$ em julho

Temperatura de Célula:

$$T_{cm\acute{a}x} = T_{m\acute{a}x} + \frac{G_T}{800} [T_{NOC} - 20] \times 0,9$$

$$T_{cm\acute{a}x} = 33,8 + \frac{1000}{800} [45 - 20] \times 0,9 = 61,93 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_{cm\acute{i}n} = T_{m\acute{i}n} = 13,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$V_{ocm\acute{i}n} = V_{oc}^0 \times [1 + \gamma_{oc} \times (T_{cm\acute{a}x} - T_c^0)]$$

$$V_{ocm\acute{i}n} = 46,2 \times [1 - 0,0029 \times (61,93 - 25)] = 41,25 \text{ V}$$

$$V_{ocm\acute{a}x} = V_{oc}^0 \times [1 + \gamma_{oc} \times (T_{cm\acute{i}n} - T_c^0)]$$

$$V_{ocm\acute{a}x} = 46,2 \times [1 - 0,0029 \times (13,7 - 25)] = 47,71 \text{ V, onde:}$$

$V_{ocm\acute{i}n}$ – tensão de circuito aberto mínima

$V_{ocm\acute{a}x}$ – tensão de circuito aberto máxima

V_{oc}^0 – tensão de circuito aberto nominal

γ_{oc} – coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto

- Tensão e corrente no ponto de máxima potência

$$V_{mp} = V_{mp}^0 \times [1 + \gamma_{oc} \times (T_{cm\acute{a}x} - T_c^0)]$$

$$V_{mp} = 38,1 \times [1 - 0,0029 \times (61,93 - 25)] = 34 \text{ V}$$

$$I_{mp} = \frac{P_{mp}}{V_{mp}} = \frac{303}{34} = 8,91 \text{ A, onde:}$$

V_{mp} – tensão de máxima potência

V_{mp}^0 – tensão nominal de máxima potência

I_{mp} – corrente de máxima potência

- Corrente de curto circuito

$$I_{sc} = I_{sc}^0 \times [1 + \gamma_{sc} \times (T_{cm\acute{a}x} - T_c^0)]$$

$$I_{sc} = 9,79 \times [1 + 0,0005 \times (61,93 - 25)] = 9,97 \text{ A, onde:}$$

I_{sc} – corrente de curto circuito

γ_{sc} – coeficiente de temperatura para corrente de curto circuito

- Tensão e corrente nas *strings*

Para 1 *string* padrão, com 20 módulos em série:

$$V_{ocm\acute{a}x} = 47,71 \times 20 = 954,2 \text{ V}$$

$$V_{ocm\acute{m}n} = 41,25 \times 20 = 825 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 9,97 \text{ A}$$

Para 9 *strings* em paralelo, com 20 módulos em série cada:

$$V_{ocm\acute{a}x} = 47,71 \times 20 = 954,2 \text{ V}$$

$$V_{ocm\acute{m}n} = 41,25 \times 20 = 825 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 9,97 \times 9 = 89,73 \text{ A}$$

- Inversor Trio

Tensão de entrada mínima a máxima – 250 a 950 V (Calculado 825 a 954,2 V) OK

Tensão de entrada no ponto de máxima potência – 520 a 800 V (Calculado 34 x 20 módulos = 680 V) OK

Corrente de entrada máxima – 100 A (Calculado $8,91 \times 9 \text{ strings} = 80,19 \text{ A}$) OK

Corrente de curto circuito máxima – 140 A (Calculado 89,73 A) OK

- Queda de tensão nos circuitos

A queda de tensão é dada por $\Delta_{Vc} = \frac{\left[\frac{(L \times I_{sc})}{\gamma \times S} \right]}{V_{mp}}$, onde:

Δ_{Vc} = queda de tensão (%)

L = comprimento do circuito

I_{sc} = Corrente de curto circuito

V_{mp} = tensão de máxima potência

S = seção do condutor (mm²)

γ = condutividade do cobre a 70 °C (m/Ω.mm²) = 46,82

Circuito *string* – *stringbox* (20 módulos em série)

$L_{\text{máx}}$ – 70 m, considerando a *string* mais distante da *stringbox*

$I_{sc} = 9,97 \text{ A}$

Considerando 9 circuitos no mesmo eletroduto FCA = 0,5 (Tab. 42 NBR 5410)

$I_{\text{Corrigida}} = \frac{9,97}{0,5} = 19,94 \text{ A}$,

Condutor adotado: # 4 mm² pois vem incluso na *junction box* dos painéis.

$\Delta_{Vc} = \left[\frac{(140 \times 9,97)}{46,82 \times 4} \right] / 680 = 1,10\% (<5\%) \text{ OK}$

$V_c = 672 \text{ V}$

Circuito *stringbox* – Abrigo

$L_{\text{máx}}$ – 150 m, considerando a *stringbox* mais distante do abrigo

$I_{sc} = 9 \times 9,97 = 89,73 \text{ A}$

Considerando 5 circuitos no mesmo eletroduto FCA = 0,60 (Tab. 42 NBR 5410)

$I_{\text{Corrigida}} = \frac{89,73}{0,6} = 149,55 \text{ A}$,

Condutor adotado: # 35 mm²

$\Delta_{Vc} = \left[\frac{(300 \times 149,55)}{46,82 \times 35} \right] / 672 \text{ V} = 4,07\% (<5\%) \text{ OK}$

$V_c = 644 \text{ V}$

Circuito AC

$L_{\text{máx}} = 400 \text{ m}$, considerando o abrigo mais distante da rede

$$I_{ac} = 61 \text{ A}$$

Considerando 1 circuito no mesmo eletroduto $FCA = 1,0$ (Tab. 42 NBR 5410)

Considerando isolamento EPR p/ 40°C $FCT = 0,91$ (Tab. 40 NBR 5410)

$$I_{\text{Corrigida}} = \frac{61}{0,91} = 67 \text{ A},$$

Condutor adotado: # 16 mm²

$$\Delta V_c = \left[\frac{(400 \times 67)}{46,82 \times 16} \right] / 480 \text{ V} = 7,45\% \text{ (recalcular)}$$

Condutor adotado: # 25 mm²

$$\Delta V_c = \left[\frac{(400 \times 67)}{46,82 \times 25} \right] / 480 \text{ V} = 4,77\% (<5\%) \text{ OK}$$

$$V_c = 457 \text{ V}_{ac}$$

- Proteção e seccionamento

Circuito *string* – *stringbox* (20 módulos em série)

$$V_{oc\text{máx}} = 47,71 \times 20 = 954,2 \text{ V}$$

$$I_{sc\text{máx}} = 9,97 \text{ A}$$

Condutor adotado: # 4 mm², $I_{cond} = 41 \text{ A}$, (TAB C.3 NBR 16612)

$$\frac{V_{oc\text{máx}}}{2f_{\text{fusíveis}}} = 954,2 / 2 = 477,1 \text{ V} (< V_f = 500 \text{ V}) \text{ OK}$$

$$I_{\text{fusível}} = [1,5 \text{ a } 2,4] \times I_{sc\text{máx}}$$

$$I_{\text{fusível}} = [1,5] \times 9,97 = 14,95 \text{ A} (< I_{cond}) \text{ OK}$$

Adotados fusíveis de 15 A

Circuito *stringbox* – Abrigo

$$V_{oc\text{máx}} = 47,71 \times 20 = 954,2 \text{ V}$$

$$I_{sc\text{máx}} = 89,73 \text{ A}$$

Condutor adotado: # 35 mm², $I_{cond} = 164 \text{ A}$, (TAB C.3 NBR 16612)

$$\frac{V_{oc\text{máx}}}{2f_{\text{fusíveis}}} = 954,2 / 2 = 477,1 \text{ V} (< V_f = 500 \text{ V}) \text{ OK}$$

$$I_{\text{fusível}} = [1,5 \text{ a } 2,4] \times I_{sc\text{máx}}$$

$$I_{\text{fusível}} = [1,57] \times 89,73 = 140,9 \text{ A} (< I_{cond}) \text{ OK}$$

Adotados fusíveis de 150 A

Circuito AC

$$V_{cam\acute{a}x} = 528 V_{ca}$$

$$I_{scm\acute{a}x} = 61 A$$

Condutor adotado: # 25 mm², $I_{cond} = 117 A$, (TAB 37 NBR 5410)

$$V_{ca} = 528 V (< V_{disj} = 630 V) \text{ OK}$$

$$I_{disj} = [1,5 \text{ a } 2,4] \times I_{scm\acute{a}x}$$

$$I_{disj} = [1,64] \times 9,97 = 100 A (< I_{cond}) \text{ OK}$$

Adotados fusíveis de 150 A e uma seccionadora de 160 A

APÊNDICE C – RECEITA, TIR E VPL

USINA EM SOLO

ANO	CUSTO	RECEITA	FC SOLO	FC DESCONTADO	RESULTADO SOLO
0	-865.200,00	0,00	-865.200,00	-865.200,00	-865.200,00
1	-865.200,00	617.352,00	-247.848,00	-229.488,89	-1.094.688,89
2	-865.200,00	601.918,20	-263.281,80	-225.721,71	-1.320.410,60
3	-865.200,00	597.596,74	-267.603,26	-212.432,10	-1.532.842,70
4	-865.200,00	593.275,27	-271.924,73	-199.872,79	-1.732.715,49
5	0,00	588.953,81	588.953,81	400.832,07	-1.331.883,42
6	0,00	584.632,34	584.632,34	368.417,55	-963.465,88
7	0,00	580.310,88	580.310,88	338.605,82	-624.860,05
8	0,00	575.989,42	575.989,42	311.189,16	-313.670,89
9	0,00	571.667,95	571.667,95	285.976,30	-27.694,59
10	-600.000,00	567.346,49	-32.653,51	-15.124,89	-42.819,48
11	0,00	563.025,02	563.025,02	241.471,78	198.652,30
12	0,00	558.703,56	558.703,56	221.868,87	420.521,17
13	0,00	554.382,10	554.382,10	203.845,15	624.366,31
14	0,00	550.060,63	550.060,63	187.274,22	811.640,53
15	0,00	545.739,17	545.739,17	172.039,75	983.680,28
16	0,00	541.417,70	541.417,70	158.034,67	1.141.714,94
17	0,00	537.096,24	537.096,24	145.160,44	1.286.875,38
18	0,00	532.774,78	532.774,78	133.326,37	1.420.201,75
19	0,00	528.453,31	528.453,31	122.449,01	1.542.650,76
20	-300.000,00	524.131,85	224.131,85	48.087,09	1.590.737,84
21	0,00	519.810,38	519.810,38	103.263,32	1.694.001,17
22	0,00	515.488,92	515.488,92	94.819,29	1.788.820,46
23	0,00	511.167,46	511.167,46	87.059,63	1.875.880,09
24	0,00	506.845,99	506.845,99	79.929,28	1.955.809,37
25	0,00	502.524,53	502.524,53	73.377,58	2.029.186,95

TIR SOLO	16,96%
VPL	R\$2.029.186,95
TAXA	8%

USINA FLUTUANTE

ANO	CUSTO	RECEITA	FC FLUTUANTE	FC DESCONTADO	RESULTADO FLUTUANTE
0	-1.058.400,00	0,00	-1.058.400,00	-1.058.400,00	-1.058.400,00
1	-1.058.400,00	651.311,00	-407.089,00	-376.934,26	-1.435.334,26
2	-1.058.400,00	635.028,23	-423.371,78	-362.973,06	-1.798.307,32
3	-1.058.400,00	630.469,05	-427.930,95	-339.705,39	-2.138.012,70
4	-1.058.400,00	625.909,87	-432.490,13	-317.893,16	-2.455.905,86
5	0,00	621.350,69	621.350,69	422.880,84	-2.033.025,02
6	0,00	616.791,52	616.791,52	388.683,28	-1.644.341,74
7	0,00	612.232,34	612.232,34	357.231,69	-1.287.110,05
8	0,00	607.673,16	607.673,16	328.306,90	-958.803,15
9	0,00	603.113,99	603.113,99	301.707,15	-657.096,00
10	-600.000,00	598.554,81	-1.445,19	-669,40	-657.765,40
11	0,00	593.995,63	593.995,63	254.754,55	-403.010,86
12	0,00	589.436,46	589.436,46	234.073,33	-168.937,53
13	0,00	584.877,28	584.877,28	215.058,16	46.120,63
14	0,00	580.318,10	580.318,10	197.575,70	243.696,34
15	0,00	575.758,92	575.758,92	181.503,22	425.199,56
16	0,00	571.199,75	571.199,75	166.727,76	591.927,32
17	0,00	566.640,57	566.640,57	153.145,35	745.072,68
18	0,00	562.081,39	562.081,39	140.660,32	885.733,00
19	0,00	557.522,22	557.522,22	129.184,62	1.014.917,62
20	-300.000,00	552.963,04	252.963,04	54.272,77	1.069.190,39
21	0,00	548.403,86	548.403,86	108.943,58	1.178.133,97
22	0,00	543.844,69	543.844,69	100.035,07	1.278.169,03
23	0,00	539.285,51	539.285,51	91.848,56	1.370.017,60
24	0,00	534.726,33	534.726,33	84.325,99	1.454.343,59
25	0,00	530.167,15	530.167,15	77.413,90	1.531.757,48

TIR FLUTUANTE	13,38%
VPL	R\$1.531.757,48
TAXA	8%

ANEXO A – SIMULAÇÃO DO HELIOSCOPE PARA USINA FLUTUANTE

Estudo Inicial Usina Flutuante Itumbiara, -18.407943, -49.100154

Report

Project Name	Usina Flutuante Itumbiara
Project Description	Usina Flutuante
Project Address	-18.407943, -49.100154
Prepared By	Vitalux Eco contato@vitalux-eco.com.br



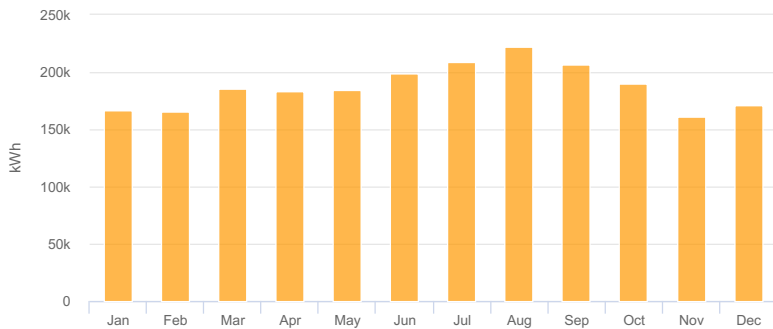
System Metrics

Design	Estudo Inicial
Module DC Nameplate	1.26 MW
Inverter AC Nameplate	1,000.0 kW Load Ratio: 1.26
Annual Production	2,246 GWh
Performance Ratio	83.0%
kWh/kWp	1,782.5
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)
Simulator Version	f172e1d8e5-c586da04bc-f82d4cda95-06d9e5a0c9

Project Location

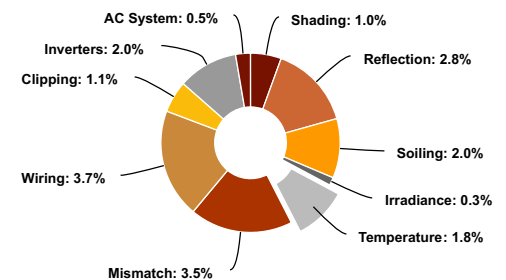


Monthly Production



Month	GHI (kWh/m ²)	POA (kWh/m ²)	Shaded (kWh/m ²)	Nameplate (kWh)	Grid (kWh)
January	173.3	161.4	159.3	190,657.2	166,698.6
February	163.7	160.1	158.1	189,652.1	165,467.2
March	173.6	180.3	178.3	214,400.0	185,883.9
April	156.8	176.3	174.5	210,278.7	183,642.7
May	145.4	174.7	173.2	209,078.6	184,401.6
June	146.2	185.6	184.3	222,754.7	199,046.3
July	157.0	195.7	194.3	234,804.4	209,311.3
August	180.7	211.8	210.2	254,261.8	222,693.8
September	185.5	199.8	197.9	238,879.9	206,832.8
October	184.7	183.8	181.5	217,707.8	190,273.5
November	161.9	153.8	151.6	180,841.1	160,930.8
December	178.4	164.2	162.1	193,593.2	170,714.5

Sources of System Loss



Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m²)	Annual Global Horizontal Irradiance	2,007.2	
	POA Irradiance	2,147.4	7.0%
	Shaded Irradiance	2,125.2	-1.0%
	Irradiance after Reflection	2,065.4	-2.8%
	Irradiance after Soiling	2,024.1	-2.0%
	Total Collector Irradiance	2,024.1	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	2,556,909.6	
	Output at Irradiance Levels	2,550,071.1	-0.3%
	Output at Cell Temperature Derate	2,504,138.6	-1.8%
	Output After Mismatch	2,417,305.2	-3.5%
	Optimal DC Output	2,328,627.7	-3.7%
	Constrained DC Output	2,303,754.9	-1.1%
	Inverter Output	2,257,180.0	-2.0%
	Energy to Grid	2,245,900.0	-0.5%
Temperature Metrics			
Avg. Operating Ambient Temp		24.1 °C	
Avg. Operating Cell Temp		26.6 °C	
Simulation Metrics			
		Operating Hours	4599
		Solved Hours	4599

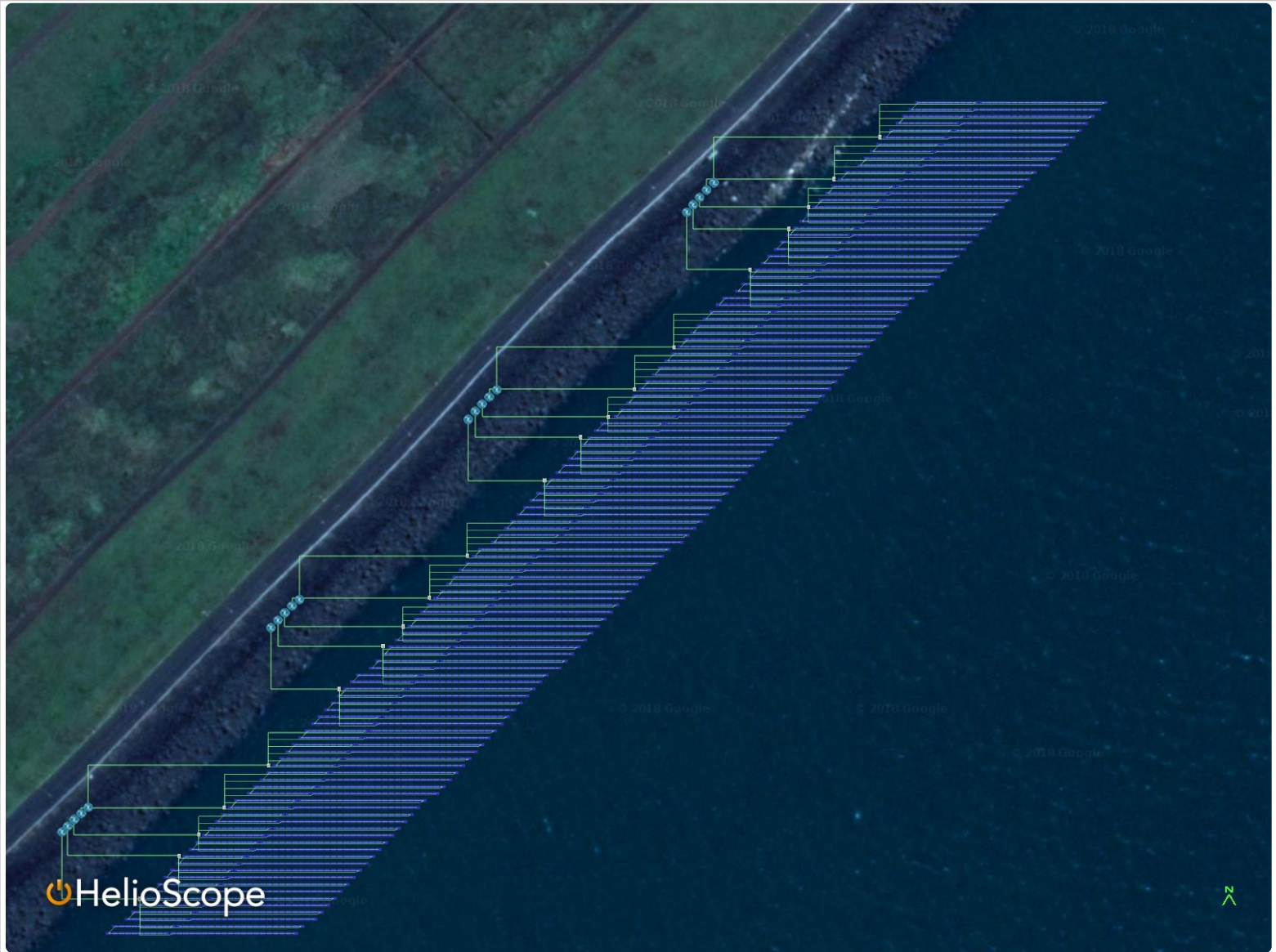
Condition Set													
Description	Modelo Reservatório												
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)												
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng												
Transposition Model	Perez Model												
Temperature Model	Sandia Model												
Temperature Model Parameters	Rack Type			a		b			Temperature Delta				
	Fixed Tilt			-7		-0.15			5°C				
	Flush Mount			-2.81		-0.0455			0°C				
	East-West			-3.56		-0.075			3°C				
	Carport			-3.56		-0.075			3°C				
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Irradiation Variance	5%												
Cell Temperature Spread	4° C												
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%												
AC System Derate	0.50%												
Module Characterizations	Module				Characterization								
	CS6U - 350P 1500V G4 (Canadian Solar Inc.)				CS6U-350P_MIX_CSIG4_EXT_V6_64_1500V_2017Q4.PAN, PAN								
Component Characterizations	Device							Characterization					
	TRIO-50.0-TL-OUTD (ABB)							Manufacturer					

Components		
Component	Name	Count
Inverters	TRIO-50.0-TL-OUTD (ABB)	20 (1,000.0 kW)
Home Runs	12 AWG (Copper)	20 (1,864.2 m)
Combiners	9 input Combiner	20
Strings	10 AWG (Copper)	180 (14,517.2 m)
Module	Canadian Solar Inc., CS6U - 350P 1500V G4 (350W)	3,600 (1.26 MW)

Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	12	14-20	Along Racking

Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Field Segment 1	Fixed Tilt	Landscape (Horizontal)	18°	0°	1.2 m	1x30	120	3,600	1.26 MW

 Detailed Layout



ANEXO B – FICHA TÉCNICA DO MÓDULO SOLAR



MAXPOWER CS6U-340 | 345 | 350P HIGH EFFICIENCY POLY MODULE

Canadian Solar's modules use the latest innovative poly cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 16 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to: 18.00 %



Outstanding low irradiance performance of up to: 96.0 %



IP68 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system

ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system

OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS

UL 1703: CSA / UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1

Take-e-way

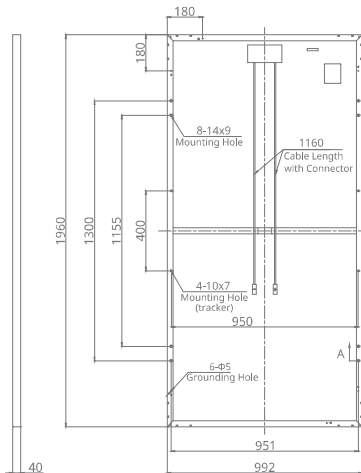


* If you need specific product certificates, and if module installations are to deviate from our guidance specified in our installation manual, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

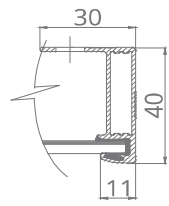
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 24 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. is one of the most bankable solar companies worldwide.

ENGINEERING DRAWING (mm)

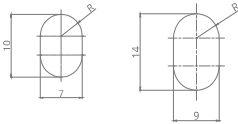
Rear View



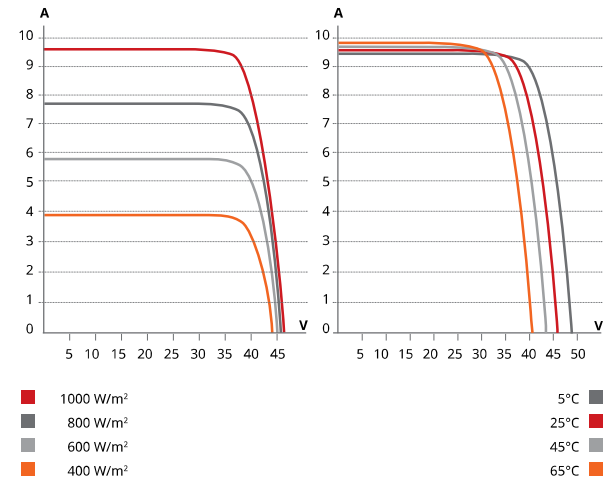
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6U-345P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	340P	345P	350P
Nominal Max. Power (P _{max})	340 W	345 W	350 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	37.6 V	37.8 V	38.1 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	9.05 A	9.13 A	9.21 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	45.9 V	46.0 V	46.2 V
Short Circuit Current (I _{sc})	9.62 A	9.69 A	9.79 A
Module Efficiency	17.49%	17.74%	18.00%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6U	340P	345P	350P
Nominal Max. Power (P _{max})	251 W	254 W	258 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	34.6 V	34.8 V	35.1 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	7.25 A	7.32 A	7.36 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	42.9 V	43.0 V	43.2 V
Short Circuit Current (I _{sc})	7.76 A	7.82 A	7.90 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % for irradiances between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1960×992×40 mm (77.2×39.1×1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P _{max})	-0.39 % / °C
Temperature Coefficient (V _{oc})	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (I _{sc})	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43 ± 2 °C

PARTNER SECTION



CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ANEXO C – FICHA TÉCNICA DO INVERSOR

SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480

50 kW



01

—
01 TRIO-50.0-TL
outdoor string inverter

The new TRIO-50.0 inverter is ABB's three-phase string solution for cost efficient large decentralized photovoltaic systems for both commercial and utility applications.

Modular design

TRIO-50.0 has a landscape modular design to guarantee maximum flexibility.

The separate and configurable AC and DC compartments increase the ease of installation and maintenance with their ability to remain separately wired from the inverter module inside the system.

The TRIO comes with the most complete wiring box configurations available including 12 or 16 DC inputs, AC and DC disconnect switches and monitored type II AC and DC surge arresters.

Flexibility of installation

The TRIO 50's forced air cooling system over an external heatsink, designed for a simple and fast installation, enables for the maximum flexibility of installation. The option of horizontal or vertical mounting brackets enables the best use of space available beneath or behind the solar modules.

The most powerful ABB string inverter available today, the TRIO-50.0 has been designed to maximize the ROI in large systems. It has all the advantages of a decentralized configuration for both rooftop and ground-mounted installations.

Design flexibility

The double stage conversion topology offers the advantage of a wide input voltage range for maximum flexibility of the system design.

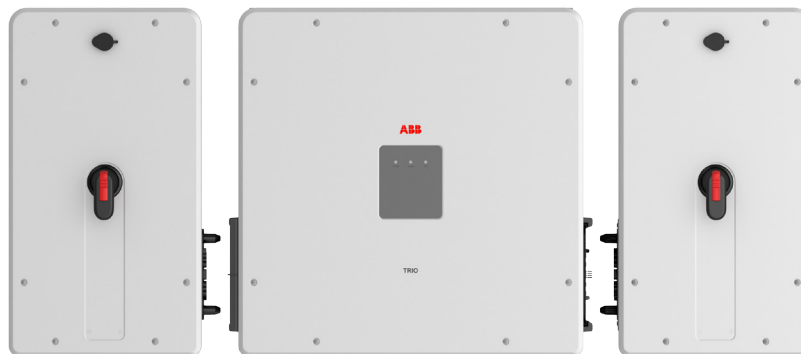
Highlights

- Modular landscape design to guarantee maximum flexibility
- Separate and configurable AC and DC compartments increase the ease of installation and maintenance
- Complete wiring box configurations; including, 12 or 16 inputs, AC and DC disconnect switches
- Forced air cooling system over external heat sink
- Mounting supports for both horizontal or vertical positions allowing 90 degrees of installation
- Wide input voltage range for maximum flexibility of the system design
- Transformerless topology
- Each inverter is set on specific grid codes which can be selected directly in the field
- Lockable wiring boxes

ABB string inverters

TRIO-50.0-TL-OUTD-US

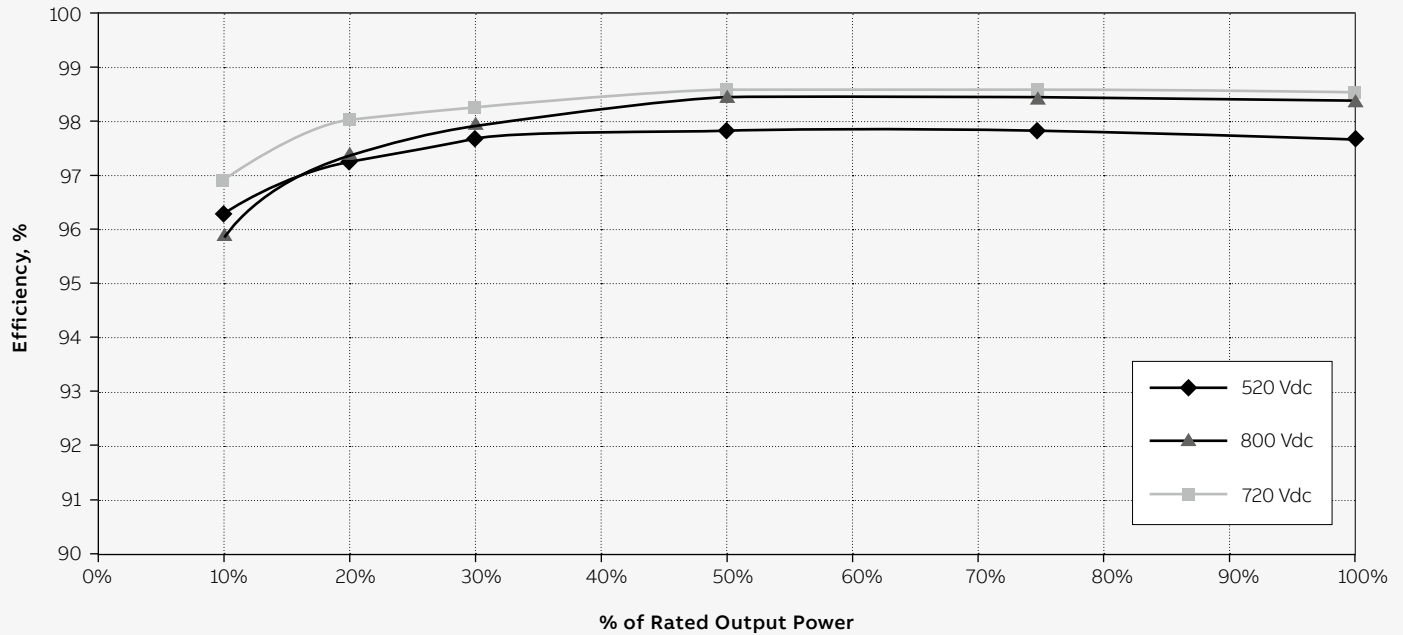
50 kW



Technical data and types

Type code	TRIO-50.0-TL-OUTD-US
Input side	
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V
Start-up DC input voltage (V_{start})	300...500 V (Default 360)
Operating DC input voltage range ($V_{dmin}...V_{dmax}$)	0.7x V_{start} ...950 V (min 250 V)
Rated DC input voltage (V_{dcr})	715 Vdc
Rated DC input power (P_{dcr})	51250 W
Number of independent MPPT	1
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at P_{acr}	520-800 Vdc
Maximum DC input current (I_{dmax})	100 A
Maximum input short circuit current	144 A
Number of DC inputs string / pairs	12 or 16 string combiner version available / standard version 2
DC connection type	Input lugs (type 1), 12/16 string field wired fuse holders (type 2), 12/16 string quick connectors (type 3)
Input protection	
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source; type 3: reverse polarity indicators
Input over voltage protection - varistor	Yes
Input over voltage protection - plug In modular surge arrester (optional 12 and 16 string DC combiner option)	Type 2
Photovoltaic array isolation control	According to US standards
DC switch rating	200 A / 1000 V
Output side	
AC Grid connection type	3Ø, Y / 3W+GND or 4W+GND
Rated AC power (P_{acr} @ $\cos\phi=1$)	50000 W
Maximum AC output power (P_{acmax} @ $\cos\phi=1$)	50000 W
Maximum apparent power (S_{max})	50000 VA
Rated AC grid voltage (V_{acr})	480 V
AC voltage range	422-528 V
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	61 A
Contributory fault current	66 A
Rated output frequency (f_r)	60 Hz
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	57...63 Hz
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, 0...± 1 with max S_{max}
AC connection type	Screw terminal block
Output protection	
Anti-islanding protection	According to US standards
Maximum external AC overcurrent protection	90 A
Output overvoltage protection - varistor	Yes
Operating performance	
Maximum efficiency (η_{max})	98.6%
Weighted efficiency (CEC)	98.0%
Safety	
Isolation level	Transformerless
Marking	TUV
Safety and EMC standard	UL1741, Rule 21, HECO tester per UL 1741 SA, UL1699B, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, FCC Part 15 Sub-part B Class B Limits
Communication	
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)
User interface	LEDs / No display; Aurora Manager Lite software required
Available port	2 RS485

CEC Efficiency = 98.0 percent



Technical data and types

Type code	TRIO-50.0-TL-OUTD-US
Environmental	
Ambient temperature range	-13...+144°F (-25...+60°C) with derating > 122°F (50°C)
Relative humidity	0...100 % condensing
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft
Physical	
Environmental protection rating	NEMA 4X (NEMA 3R for fan tray)
Cooling	Forced air over external heatsink
Dimension (H x W x D)	28.5" x 58.7" x 12.4" / 725 mm x 1491 mm x 315 mm
Weight	209 lbs overall; 145 lbs power module, 33 lbs AC wiring box (Full options), 31 lbs DC wiring box (Full options)
Mounting system options	Wall bracket, horizontal support



DC Wiring Box Model Number	Description
DCWB-1-TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480	Input lugs for use with external combiner, DC disconnect switch, conduit entry
DCWB-2-TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480/12	Touch-safe fuse holder 12 string combiner, DC disconnect switch, AFCI, DC SPD, conduit entry
DCWB-2-TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480/16	Touch-safe fuse holder 16 string combiner, DC disconnect switch, AFCI, DC SPD, conduit entry
DCWB-3-TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480/12*	Board mounted fused 12 string combiner, DC disconnect switch, AFCI, DC SPD, Amphenol connector
DCWB-3-TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480/16*	Board mounted fused 16 string combiner, DC disconnect switch, AFCI, DC SPD, Amphenol connector

*Available late 2016



AC Wiring Box Model Number	Description
ACWB-TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480	AC output lugs, conduit entry
ACWB-A-TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480	AC output lugs, conduit entry and AC SPD
ACWB-B-TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480	AC output lugs, conduit entry, AC SPD and AC disconnect switch

Power Module Model Number	Description
TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480-POWER MODULE	Inverter section / power module

Bracket Model Number	Description
TRIO-50.0-BRACKET-VERTICAL	Wall mounting bracket; 90 to 16 degrees from horizontal
TRIO-50.0-BRACKET-HORIZONTAL	Mounting bracket; 15 to 0 degrees horizontal

Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

For more information please contact
your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.com

We reserve the right to make technical
changes or modify the contents of this
document without prior notice. With
regard to purchase orders, the agreed
particulars shall prevail. ABB AG does not
accept any responsibility whatsoever for
potential errors or possible lack of
information in this document.

We reserve all rights in this document and
in the subject matter and illustrations
contained therein. Any reproduction,
disclosure to third parties or utilization of
its contents – in whole or in parts – is
forbidden without prior written consent of
ABB AG. Copyright © 2017 ABB
All rights reserved

