



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA



PEDRO HENRIQUE DAL PIZZOL CEZAR

ESTUDO DE CASO DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA
FLUTUANTE NO RESERVATÓRIO DE PASSO REAL

Porto Alegre

2019

Pedro Henrique Dal Pizzol Cezar

ESTUDO DE CASO DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA
FLUTUANTE NO RESERVATÓRIO DE PASSO REAL

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre

2019

Pedro Henrique Dal Pizzol Cezar

ESTUDO DE CASO DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA
FLUTUANTE NO RESERVATÓRIO DE PASSO REAL

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em: ____ de _____ de ____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Luiz Tiaraju dos Reis Loureiro

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich

Prof. Dr. Igor Pasa Wiltuschnig

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família, graças a eles tive a força e energia necessária para traçar esta jornada. Obrigado por me dar a educação, sabedoria e carinho da melhor maneira que vocês puderam. Sou grato pelos momentos especiais ao lado da Maria Clara Schuler Chedid, que todos os dias me ensina uma nova forma de ver o mundo.

Obrigado Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, que mesmo me orientando à distância nunca faltou com suporte, apoio e compreensão neste trabalho ao longo de 2019.

Por fim, agradeço todos amigos que compartilharam momentos, aprendizados e experiências comigo desde 2014, em especial ao Lucas Nuhrich pela amizade e companheirismo.

Concede-me senhor, a serenidade para aceitar as coisas que não posso mudar, a coragem para mudar aquelas que posso e a sabedoria para distinguir uma das outras.

RESUMO

A matriz de energia solar no Brasil tem aumentado exponencialmente, ao mesmo tempo houve anos com menos chuva no país, conseqüentemente diminuindo o fator de capacidade das hidrelétricas e aumentando o uso de termoelétricas.

Aumentar a geração através de fontes renováveis de energia é importante para a sociedade quando se pensa na preservação do meio ambiente e na oferta de energia, se a geração for feita de maneira eficiente, haverá maior oferta de energia, que por sua vez tende a diminuir preços e estimular o crescimento do país. Visto que o Brasil possui um grande número de hidrelétricas, torna-se interessante avaliar a sinergia de arranjos fotovoltaicos flutuantes com a estrutura já estabelecida de hidrelétricas.

Utilizando a área alagada da UHE Passo Real como estudo de caso, é possível aumentar a potência instalada no local aproveitando a infraestrutura existente.

O trabalho apresenta o dimensionamento da usina fotovoltaica, a indicação de estruturas adequadas para a flutuação, ancoragem, benefícios associados com o aumento de eficiência pelo efeito de arrefecimento da água e a redução da evaporação devido ao sombreamento.

Este projeto almeja estimular formas inovadoras de aproveitamento da energia solar no lago da UHE de Passo Real.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica; Energia Renovável; Hidrelétrica; Usina Fotovoltaica Flutuante.

ABSTRACT

Solar energy has increased exponentially in Brazil, while there have been years with less rainfall in the country, hence the capacity factor of the hydroelectric plants decreased and the operation of thermoelectric plants raised.

Increasing renewable energy sources is important for the society both for ecological and increasing supply purposes, when the energy is provided with greater efficiency, there is more energy available, then its price tend to decrease and the growth of the country is boosted. Since there are a lot of hydroelectric plants in Brazil, it's interesting to evaluate the synergy between floating solar systems and the hydroelectric power plant.

Using the Passo Real hydroelectric lake as a case of study, it is possible to increase the installed power of the system while taking advantage of the existing infrastructure.

This project disclaims about the sizing of the floating solar plant, there are recommendations about floating and anchoring systems, also the perks associated with greater efficiency of fluctuant solar models caused by the cooling of the water and the decrease in evaporation rate due to increased shading effects are treated in this paper.

This project seeks to encourage innovative ways to take advantage of solar energy in Passo Real lake.

Keywords: Floating Solar Plant, Hydroelectric Energy, Renewable Energy Sources, Solar Energy.

LISTA DE TABELAS

Quadro 1 – Dez Maiores Usinas Solares Flutuantes	12
Quadro 2 – Irradiação Média Mensal em Passo Real.....	20
Quadro 3 – Eficiência das melhores células fotovoltaicas com cada tipo de tecnologia. ..	22
Quadro 4 – Potência de células fotovoltaicas em função da área ocupada.	22
Quadro 5 – Características do YL330P-35B	26
Quadro 6 – Resultados da Simulação de Produção do Sistema Fotovoltaico	30
Quadro 7 – Especificações do Inversor SIW700 T1000-27	38
Quadro 8 – Produção Média UHE Passo Real por Estação	46
Quadro A1 – Custos dos componentes dimensionados para Usina de 1MW	51

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Participação de cada fonte na geração distribuída em 2018	8
Figura 2 - Evolução da micro e mini geração distribuídas	9
Figura 3 – Simplificação do Sistema de uma Usina Solar Flutuante	10
Figura 4 – Balanço água-energia.....	10
Figura 5 – Temperatura da Água sem Coberturas (azul), com Coberturas suspensas (vermelho) e com Coberturas Flutuantes (verde)	11
Figura 6 – Usina Solar Flutuante de Anhui	12
Figura 7 – Esquema da Turbina Kaplan de Eixo Vertical.....	14
Figura 8 – Corte Lateral de Passo Real	15
Figura 9 – Imagem de Satélite de Passo Real.....	16
Figura 10 – Imagem de Satélite dos Potenciais Locais para o Aproveitamento	17
Figura 11- Ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.....	18
Figura 12 – Bússola que mostra o Norte Verdadeiro em Passo Real.....	19
Figura 13 – Irradiação Média Mensal em Passo Real	20
Figura 14 – Estrutura de uma célula fotovoltaica com junção PN	22
Figura 15 – Curva <i>I-V</i> de um módulo fotovoltaico.	24
Figura 16 – Classes de Eficiência INMETRO	25
Figura 17 – Localização Utilizada no PVSYST	27
Figura 18 – Simulação das Sombras Mútuas no PVSYST.....	28
Figura 19– Esquema das Fileiras de Módulos Fotovoltaicos	29
Figura 20– Simulação de <i>Sheds Ilimitados</i> no PVSYST.....	29
Figura 21 - Tipos de sistemas de Flutuação e Ancoragem	31
Figura 22 – Flutuadores submersíveis	31
Figura 23 – Flutuador de Plano Único.....	32
Figura 24 – Exemplo de um Projeto que utiliza o Hydrelío ©.....	32
Figura 25 – Esquema do Flutuador Hydrelío ©	33
Figura 26 – Curva da Corrente pela Tensão de Módulos Fotovoltaicos sem (a) e com (b) sombreamento parcial.....	35
Figura 27 – Ilustração do Possível Tamanho das Usinas Solares Flutuantes em Passo Real	39
Figura 28 – Efeito da temperatura na Curva <i>I-V</i>	42
Figura 29 – Coberturas Flutuantes Modulares para Redução de Evaporação.....	44
Figura 30 – Evaporação Diária de Reservatórios Cobertos.....	45
Figura 31 – Histórico de Operação UHE Passo Real em 2018	46

SUMÁRIO

1 – INTRODUÇÃO	8
1.1 ENERGIA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE	9
1.2 ARRANJOS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES NO MUNDO.....	11
1.3 OBJETIVOS	13
2 – Usina hidrelétrica de PASSO REAL	13
2.1 INFORMAÇÕES SOBRE A USINA	13
2.2 POSSÍVEIS LOCAIS PARA O APROVEITAMENTO	16
3 –PROJETO DO APROVEITAMENTO	17
3.1 ESTUDO DE RADIAÇÃO, ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO SOLAR.....	17
3.3 SIMULAÇÃO COM SOFTWARE PVSYSY.....	26
3.4 SISTEMA DE FLUTUAÇÃO E ANCORAGEM	30
3.5 INVERSORES E OPERACIONALIZAÇÃO.....	33
4 – IMPACTOS E BENEFÍCOS.....	40
4.1 IMPACTOS AMBIENTAIS	40
4.2 GANHO DE EFICIÊNCIA	41
4.3 REDUÇÃO DA EVAPORAÇÃO.....	43
4.4 POTÊNCIA INCREMENTAL.....	46
5 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	47
REFERÊNCIAS	48
APÊNDICES	51

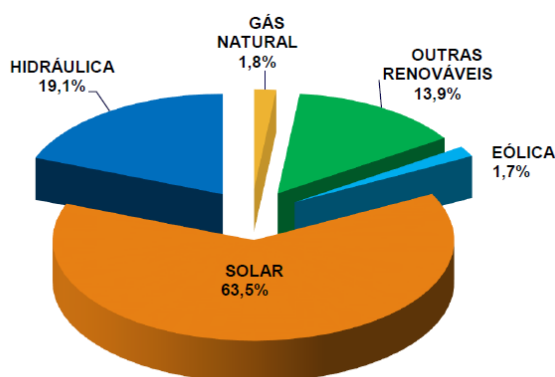
1 – INTRODUÇÃO

O crescimento da economia está ligado ao preço da energia elétrica. Processos industriais, consumo urbano e futuramente o deslocamento através de veículos elétricos, são exemplos de setores influenciados pelo custo da energia.

Por sua vez, o preço de qualquer mercadoria está ligado à relação entre oferta e demanda, e no caso da energia elétrica há ofertas de energia mais caras que outras, o custo da energia de uma termoelétrica é maior que o custo de uma hidrelétrica, por exemplo. Portanto, é do interesse da sociedade que haja cada vez uma maior oferta de energia de baixo custo e preferencialmente com baixo impacto ambiental.

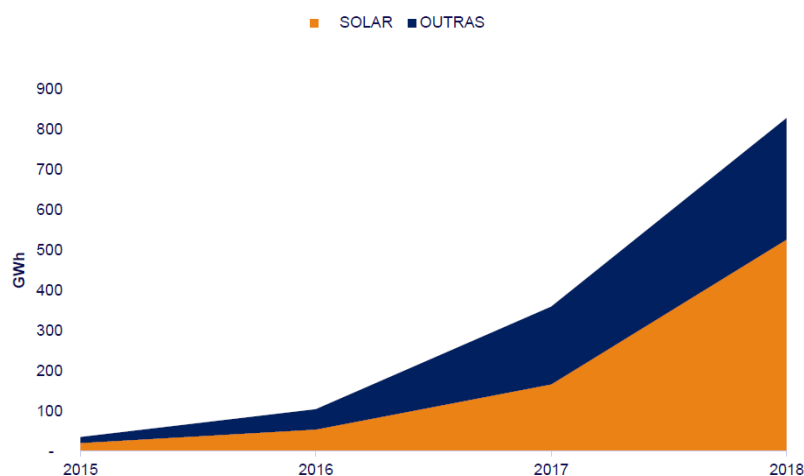
Considerando esse contexto, cresceram fontes de energia renováveis, entre elas uma das que mais se destaca é a energia solar. Conforme o Relatório Síntese BEN (EPE, 2019) a geração de energia solar cresceu de 832 GWh em 2017, para 3461 GWh em 2018 apresentando um crescimento de 316%. Percebe-se também conforme o relatório que não foram apenas em grandes empreendimentos que o crescimento ocorreu, como pode-se ver na Figura 1 e na Figura 2, na micro e mini geração a fonte solar se destaca com crescimento de 230% de 2017 para 2018.

Figura 1 - Participação de cada fonte na geração distribuída em 2018



Fonte: (EPE 2018, 2019)

Figura 2 - Evolução da micro e mini geração distribuídas



Fonte: (EPE 2018, 2019)

O crescimento da oferta de energia também existe em outros tipos de geração, a fonte mais representativa no Brasil é a Hidráulica, representando aproximadamente 66,6% dos 636,4 TWh de oferta em 2018 (EPE 2018, 2019). A expansão dessa fonte com novas barragens é um assunto controverso, há uma forte oposição de grupos ambientalistas, indígenas e políticos quanto a novos empreendimentos nos rios brasileiros. Ao comparar a potência instalada de pequenos aproveitamentos hidrelétricos, chamados de CGH, que têm no máximo 5MW de potência instalada conforme a Resolução nº 673 da ANEEL, com a minigeração distribuída que teve seu limite de potência instalada aumentado de 1MW para 5MW em 2017 (ANEEL, 2012) percebe-se que pequenos empreendimentos nas duas categorias podem ter um potencial semelhante.

Com o crescimento da energia fotovoltaica, torna-se importante identificar os melhores locais para aproveitar esse recurso. Aglomerados urbanos tendem a encarecer o preço da área ocupada pelos arranjos e em terras mais afastadas há a concorrência com a forte produção rural do país. Sendo assim, pode-se tornar uma solução eficiente o uso de áreas inundadas através de arranjos fotovoltaicos flutuantes. Podem ser explorados lagos, reservatórios de rejeitos e reservatórios de hidrelétricas.

1.1 ENERGIA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE

Fundada em 2016 e com 13 anos de experiência, a empresa referência em flutuadores para placas solares chamada Ciel et Terre, demonstra com o seu tempo de existência o quão recente é essa tecnologia. Através dos flutuadores da linha Hydrelío ©, eles estão presentes em mais de 28 países com mais de 165 projetos de grande porte (CIEL ET TERRE, 2019).

No Brasil, também há empresas que atuam neste nicho. Pode-se citar a empresa F2B (Fotovoltaico Flutuante Brasil) como um exemplo, licenciada pela Ciel et Terre a F2B tem

como principais focos em seu portfólio projetos em: Aterros Sanitários, Estações de Tratamento de Água, UHEs e PCHs e na Agricultura (F2B, 2019). Esses são os principais focos de atuação, hoje, das empresas do ramo.

Segundo Choi (2014), uma divisão resumida de um sistema solar flutuante pode ser feita pelos itens:

- Módulos fotovoltaicos para geração solar;
- Sistema flutuante para instalação dos módulos fotovoltaicos;
- Sistema de ancoragem que adapta o sistema a variações do nível da água;
- Cabos submersos para condução da corrente;
- Subestação para adequar a energia gerada à rede.

Figura 3 – Simplificação do Sistema de uma Usina Solar Flutuante



Fonte: (Choi, 2014).

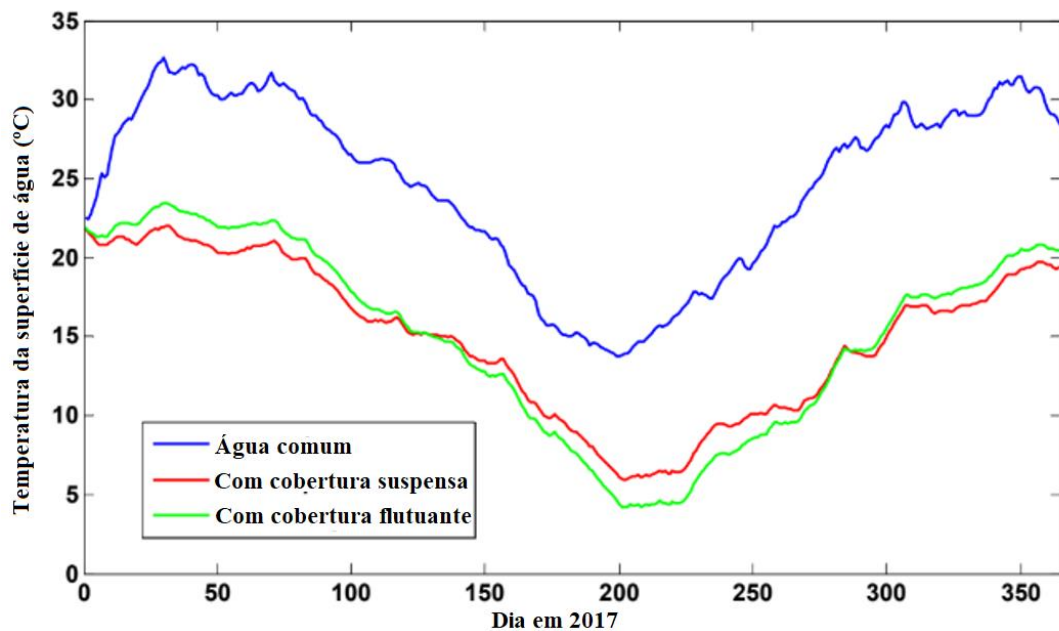
O uso da energia solar flutuante apresenta vantagens, quando há uma cobertura significativa da área alagada do reservatório, a usina contribui através do sombreamento para uma menor evaporação da água. Dessa forma, a usina melhora o balanço água-energia de seu sistema segundo Santafé et al (2014). Uma comparação desse balanço em reservatórios com ou sem a cobertura de usinas fotovoltaicas é apresentado na Figura 4. Segundo testes, a temperatura da água é afetada consideravelmente quando há a presença de coberturas flutuantes, o que consequentemente diminui a evaporação (Xi Yao, 2010).

Figura 4 – Balanço água-energia.



Fonte: Adaptado de Santafé, et al, (2014).

Figura 5 – Temperatura da Água sem Coberturas (azul), com Coberturas suspensas (vermelho) e com Coberturas Flutuantes (verde)



Fonte: Xi Yao, 2010.

Há também o aumento da eficiência dos módulos solares devido ao efeito de arrefecimento (esfriamento). Segundo testes realizados por Choi (2013), módulos flutuantes podem chegar a apresentar uma eficiência 11% maior que módulos convencionais em terra. É necessária a limpeza dos painéis a fim de manter a eficiência garantida pelos fabricantes, caso contrário o desempenho do sistema é prejudicado.

Em aplicações de usinas flutuantes em estações de tratamento de água, há além da diminuição da evaporação a diminuição de incidência solar no ecossistema submerso, dessa forma a quantidade de algas no reservatório tende a diminuir e o tratamento da água é facilitado. Em UHEs deve-se tomar cuidado com esse efeito a fim de preservar a fauna e flora presentes no lago.

1.2 ARRANJOS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES NO MUNDO

No final de 2018, o Banco Mundial reportou uma capacidade instalada de 1,1GW de potência em plantas solares flutuantes no mundo. De acordo com um levantamento feito pela página SOLARPLAZA (2019), as dez maiores usinas solares flutuantes estão apresentadas na Quadro 1. Contudo, já foi inaugurada a maior usina atual na antiga mina de carvão de Anhui, com 70MW de potência o projeto executado pela Ciel et Terre. Esta usina foi adicionada na Quadro 1 como adaptação. A localização da maior parte dos projetos é a Ásia, os dois principais países são o Japão e a China.

Quadro 1 – Dez Maiores Usinas Solares Flutuantes

Localização	Potência [MW]	País
Mina de Carvão da Província de Anhui	70,00	China
Mina de Carvão da Cidade de Huainan	40,00	China
Usina Solar de Yamakura	13,70	Japão
Pei County	9,98	China
Umenoki	7,55	Japão
Jining GCL	6,77	China
Usina Solar Flutuante de Hirofani Ike	6,80	Japão
Reservatório da Raina Elizabeth II	6,34	Reino Unido
Lago de Cheongpung	3,00	Coreia do Sul
Província de Otae	3,00	Coreia do Sul

Fonte: Adaptação de SOLARPLAZA (2019)

Figura 6 – Usina Solar Flutuante de Anhui



Fonte: PVTECH, 2019.

Em agosto de 2019, foi inaugurada no Brasil uma usina solar flutuante em Sobradinho na Bahia. O projeto feito pela Chesf está dividido em duas etapas, a primeira tem uma potência de geração de 1MWp com 3792 módulos de placas solares e está operando interligada à usina hidrelétrica, a segunda etapa terá uma usina de 2,5MWp. O investimento das duas plantas é estimado em R\$56 milhões (Chesf, 2019).

1.3 OBJETIVOS

O escopo do trabalho é avaliar o potencial de um empreendimento no reservatório da Usina Hidrelétrica de Passo Real, localizada no município de Salto do Jacuí. Aspectos do projeto como o levantamento de dados sobre a usina hidrelétrica, estudo de radiação, dimensionamento da planta, potência gerada, possíveis materiais e equipamentos que podem ser utilizados, possíveis impactos ambientais e possíveis localizações da planta no reservatório estão dentro dos objetivos do projeto.

2 – USINA HIDRELÉTRICA DE PASSO REAL

Inaugurada em 1973, a Usina Hidrelétrica de Passo Real do município de Salto do Jacuí possui a barragem que represa o maior lago artificial do Rio Grande do Sul.

No dia 05/10/2019 foi realizada uma visita técnica à usina, nesse período a mesma estava em manutenção e por isso foi possível ver componentes e processos da hidrelétrica que não poderiam ser visualizados quando a mesma está em operação. O intuito da visita foi colher informações que não estão disponíveis em domínio público, o guia da visita foi um dos operadores, chamado Pedro, ele trabalha em Passo Real há 19 anos. As informações apresentadas no Capítulo 2 foram adquiridas na visita.

2.1 INFORMAÇÕES SOBRE A USINA

Com 158MW de potência instalada, Passo Real opera com dois grupos de turbinas e geradores. Ambos geradores foram fabricados pela GENERAL ELETRIC DO BRASIL S.A.

Em Usinas Hidrelétricas utiliza-se geradores síncronos, também conhecidos como alternadores, eles são utilizados por ter a frequência da tensão gerada sincronizada com a velocidade de rotação do seu rotor (CHAPMAN, 2013). Sabendo que ambos geradores da usina operam com velocidade nominal de 138,5rpm conforme informações obtidas na placa das máquinas, através da Equação 1 (CHAPMAN, 2013) é possível saber quantos polos os geradores possuem.

$$f = \frac{n_m P}{120} \quad (\text{Equação 1})$$

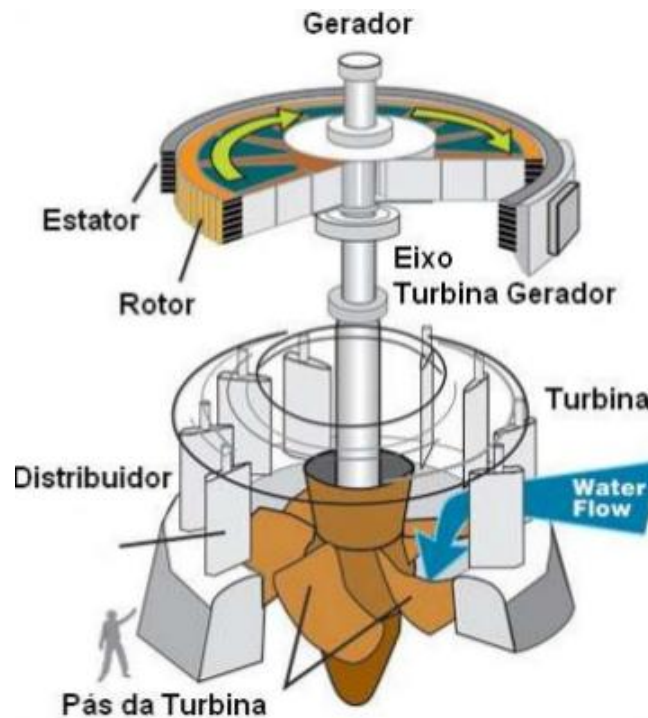
Como a tensão gerada deve ter a frequência (f) de 60Hz para operar no Brasil e sabendo que a velocidade de rotação (n_m) do rotor é de 138.5rpm o gerador tem, de acordo com a Equação 1, 52 polos.

O Gerador G1 é um gerador síncrono com uma potência instalada de 82MW, tensão nominal de 13,8kV, corrente nominal de 4016A, fator de potência de 0,854 indutivo, isolamento classe F e com a tensão e corrente da excitatriz de 275V e 940A, respectivamente. Já o Gerador G2 possui a mesma tensão nominal, tensão e corrente da excitatriz e classe de isolamento, mudando a potência instalada para 76MW, a corrente nominal para 3891A e o fator de potência para 0,817 indutivo.

A turbina utilizada no projeto de Passo Real é do tipo Kaplan de eixo vertical, a vantagem dessa turbina é que ela apresenta um alto rendimento para um grande espectro de alturas de queda e abertura do distribuidor. A turbina Kaplan quando utilizada em 40% da carga nominal já apresenta aproximadamente 80% de rendimento, enquanto a turbina Francis tem aproximadamente 65% de rendimento nessa faixa de operação (COSTA, 2003).

O funcionamento da turbina Kaplan é ilustrado na Figura 7, o fluxo de água gira o eixo da turbina que está acoplado ao rotor do gerador. O distribuidor e as pás da turbina podem ser ajustados com a turbina em funcionamento de acordo com o percentual de carga que se deseja utilizar (COSTA, 2013).

Figura 7 – Esquema da Turbina Kaplan de Eixo Vertical



Fonte: DEQ COIMBRA, 2017.

Ao lado da sala de operação de Passo Real, há uma maquete da usina e um quadro com um corte lateral ilustrado na Figura 8. Nela pode-se ver em 1 o Conduto Forçado de 6,9m de diâmetro, pelo qual passa a vazão da turbina. Está representada em 2 a Turbina Kaplan de Passo Real que tem uma vazão de 200 metros cúbicos por segundo. Por fim em 3 os Geradores da

GENERAL ELETRIC. Pode-se também ver a bacia de acumulação, o Pórtico da Tomada D'água, sua Comporta e Grades.

Figura 8 – Corte Lateral de Passo Real



Fonte: Própria.

A queda líquida da Usina é de 45 metros segundo informações obtidas na visita. A cota máxima de altura da bacia de acumulação é 327 metros, em caso de grandes chuvas que elevem o nível do reservatório acima do permitido é utilizado o vertedouro. O volume morto da bacia é aproximadamente 313 metros, o volume morto é a cota mínima que deve estar a água para que não haja risco da formação de vórtices na Tomada D'água que danificam os equipamentos da usina através da cavitação.

Sabendo a vazão (Q) [m^3/s] e a queda líquida (H_L) [m] do Grupo 1 de Gerador e Turbina, torna-se interessante calcular a potência do sistema através da Equação 2 (IPH UFRGS, 2019). O rendimento (n) pode ser estimado sabendo a potência nominal do gerador.

$$P = 9,81 Q H_L n \quad (\text{Equação 2})$$

A potência hidráulica (potência do sistema sem considerar o rendimento da turbina e do gerador) resulta em 88,29MW de acordo com a Equação 2, portanto o rendimento da Turbina e do Gerador combinados é de aproximadamente 93%.

2.2 POSSÍVEIS LOCAIS PARA O APROVEITAMENTO

De acordo com dados coletados na visita, o reservatório de Passo Real tem em média 23 mil hectares, totalizando 3,6 bilhões de metros cúbicos de água. Tornando-o o maior lago artificial do Rio Grande do Sul (ZERO HORA, 2018).

Como a usina foi projetada em um arranjo compacto (turbinas e casa de máquinas ao pé da barragem, em vez de usar túneis e canais), a subestação fica próxima ao reservatório como é possível notar na Figura 9.

Na Figura 9, pode-se ver uma construção a montante na barragem, ali é localizada a Tomada D'água ilustrada na Figura 8. A jusante, há o edifício onde está localizada a casa de máquinas com as turbinas, geradores e sistemas de controle. Após a água ser turbinada, ela segue o leito do rio após passar pelo canal de dissipação, localizado após a casa de máquinas onde percebe-se a água mais turbulenta.

Figura 9 – Imagem de Satélite de Passo Real



Fonte: Google Maps, 2019.

Há mais de um local para posicionar a planta flutuante, para fins de praticidade, economia de cabeamento e facilidade da manutenção é mais vantajoso que esses locais fiquem o mais próximo possível da subestação e da casa de força.

Na Figura 10 são sinalizadas áreas interessantes para serem utilizadas, as áreas 1 e 3 são bem semelhantes geograficamente por ter uma pequena costa resguardando o local, a área 2 pode ser utilizada desde que a ancoragem não atrapalhe o sistema da tomada d'água e as áreas 4 e 5 têm um acesso mais simples por terra.

Figura 10 – Imagem de Satélite dos Potenciais Locais para o Aproveitamento



Fonte: Google Maps, 2019.

3 – PROJETO DO APROVEITAMENTO

3.1 ESTUDO DE RADIAÇÃO, ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO SOLAR

Pelo ponto de vista do aproveitamento da energia provida pelo sol, plantas solares flutuantes apresentam grandes vantagens se comparadas a plantas em telhados. Isso se deve pelo fato do projeto não ter um ângulo azimutal e de inclinação fixos.

A melhor maneira de aproveitar o recurso solar é através de recursos de rastreamento automático do sol, que variam o ângulo de inclinação e azimutal ao longo do dia. Contudo,

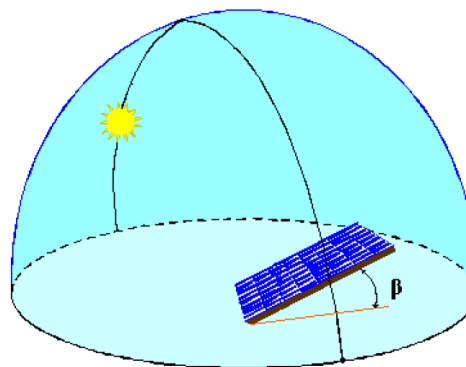
esses sistemas acarretam em maior custo, manutenção e necessitam de fontes de energia (PINHO E GALDINO, 2014).

Dependendo da localização e das coordenadas do local da instalação, é importante garantir a orientação e inclinação correta dos painéis solares.

Quanto a orientação, instalações fotovoltaicas localizadas no hemisfério Sul devem sempre apontar para o Norte Verdadeiro. O Norte Verdadeiro na maioria dos locais não coincide com o Norte Magnético (Norte indicado pela bússola), portanto é necessário defini-lo para a barragem de Passo Real. Através de informações consultadas na base de dados do NOAA (Centro Nacional de Informações Ambientais, dos Estados Unidos), pode-se consultar o ângulo de declinação magnética (desvio em graus, que existe entre o Norte Magnético e o Norte Verdadeiro) de um local tendo suas coordenadas (PINHO E GALDINO, 2014).

O ângulo correto de inclinação das placas β , conforme a Figura 11, favorece o melhor aproveitamento do recurso solar ao longo do ano. O ângulo mínimo de β para evitar acúmulo de poeira deve ser 10° , já o ângulo do melhor aproveitamento será o próprio ângulo da latitude da instalação. Ressalta-se também que pequenas variações nesse ângulo em torno do ideal não influenciam significativamente o desempenho (PINHO E GALDINO, 2014).

Figura 11- Ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.



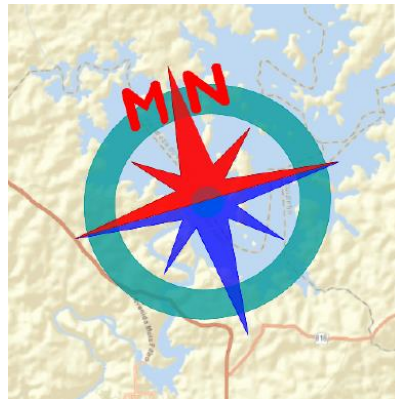
Fonte: PINHO E GALDINO, 2014.

Para as 5 alternativas propostas de locais das plantas, as coordenadas são bem semelhantes, em média elas são $29^\circ 01'$ Sul e $53^\circ 18'$ Oeste (Google Maps, 2019).

A declinação magnética consultada no NOAA foi de aproximadamente 16° para Oeste, ou seja, o Norte Verdadeiro, para onde idealmente a instalação estaria apontada a fim de maximizar a radiação por metro quadrado, está a Oeste do Norte Magnético.

A Figura 12 ilustra em forma de bússola a informação coletada. É importante ressaltar que essa declinação magnética não é fixa, há o aviso por parte do instituto que ela tende a aumentar $0,15^\circ$ a Oeste por ano, este ajuste que pode ser feito após a instalação por se tratar de um arranjo flutuante.

Figura 12 – Bússola que mostra o Norte Verdadeiro em Passo Real.



Fonte: NOAA, 2019.

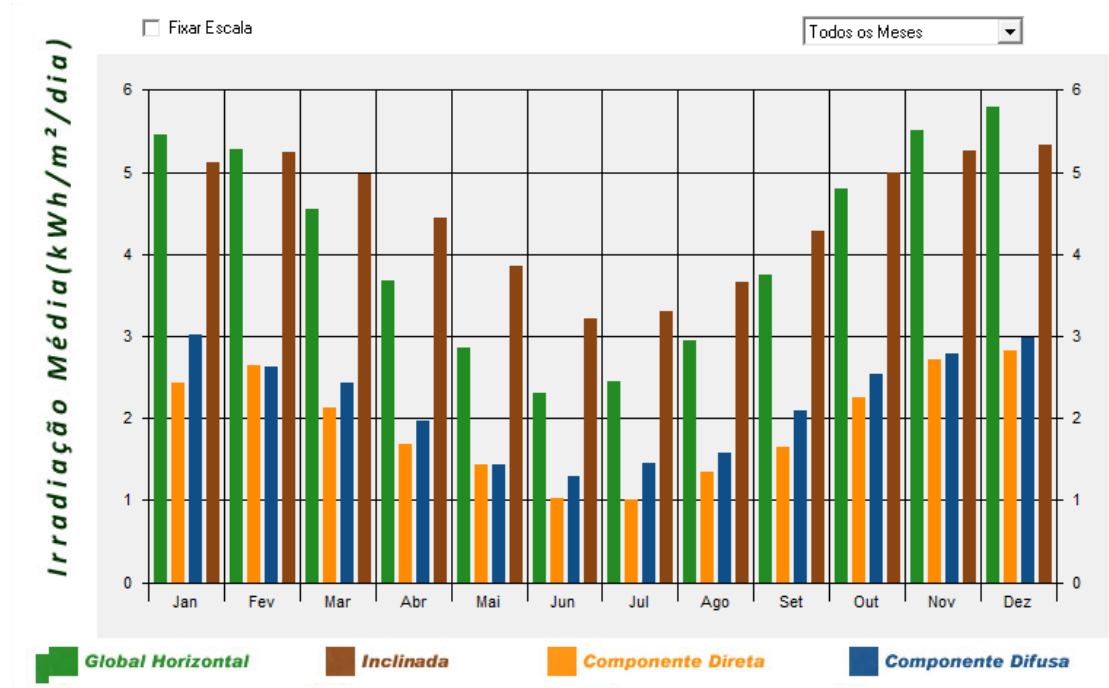
O estudo da disponibilidade de radiação solar no local tem como objetivo mostrar o potencial energético de um local, mostrando quanta potência pode ser gerada em uma certa área. Através do programa RADIASOL2, foi feita uma simulação desse potencial na região de Passo Real.

O RADIASOL2 apresenta dados coletados através do programa SWERA (Consulta Energética de Recursos Solares e Eólicos), não há medições diretas em Passo Real, mas o *software* apresenta a opção de interpolação de dados com a estação mais próxima, na cidade de Cruz Alta. A radiação fornecida pelo RADIASOL2 é apresentada em ((kWh/m²)/dia).

No resultado da simulação o RADIASOL2 mostra a radiação Global Horizontal (radiação incidente em um plano com ângulo β de 0°), Inclinada (referente ao β utilizado na simulação), Direta (que vem diretamente do disco solar) e a Difusa (radiação proveniente de todas direções do céu que não sejam diretamente do disco solar) (MAGARREIRO, 2013).

O resultado da simulação apresenta uma radiação média anual maior para o plano inclinado do que para o plano horizontal, resultado que pode ser visto no Quadro 2, há uma perceptível sazonalidade na radiação do local conforme a Figura 13, percebe-se que no inverno a radiação é menor. A radiação total indicada no Quadro 2 é a média diária de radiação acumulada em um ano. Também no Quadro 2 há a indicação das componentes direta e difusa de radiação, a direta representa a radiação recebida diretamente do sol através de um raio solar, enquanto a difusa é a componente indireta, raios solares com ação da difração das nuvens são, por exemplo, componentes difusas de radiação.

Figura 13 – Irradiação Média Mensal em Passo Real



Fonte: RADIASOL2, 2019.

Quadro 2 – Irradiação Média Mensal em Passo Real

Mês	[kWh/(m.m/dia)]			
	GLOBAL	DIRETA	DIFUSA	INCLINADA
1	5,45	2,10	2,95	5,11
2	5,28	2,54	2,63	5,24
3	4,54	2,32	2,60	4,97
4	3,67	2,19	2,21	4,45
5	2,86	2,16	1,66	3,85
6	2,31	1,65	1,54	3,22
7	2,45	1,55	1,72	3,29
8	2,94	1,84	1,79	3,66
9	3,74	1,96	2,28	4,29
10	4,80	2,31	2,63	5,00
11	5,51	2,46	2,73	5,26
12	5,79	2,40	2,86	5,33
TOTAL	1.500,76	775,02	839,50	1.632,46
MÉDIA	4,11	2,12	2,30	4,47

Fonte: RADIASOL2, 2019.

Uma forma de implementar um melhor aproveitamento do ângulo de inclinação β é utilizar ajustes manuais entre o inverno e verão, utilizando assim dois valores diferentes de inclinação em um ano. Contudo, deve-se tomar cuidado no caso de Passo Real pois o flutuador no qual os módulos solares serão acoplados deve ter possibilidade de ajuste de inclinação.

3.2 ENERGIA FOTOVOLTAICA E MÓDULO ESCOLHIDO

No projeto elétrico fotovoltaico, utilizam-se módulos fotovoltaicos compostos pelo arranjo de células fotovoltaicas.

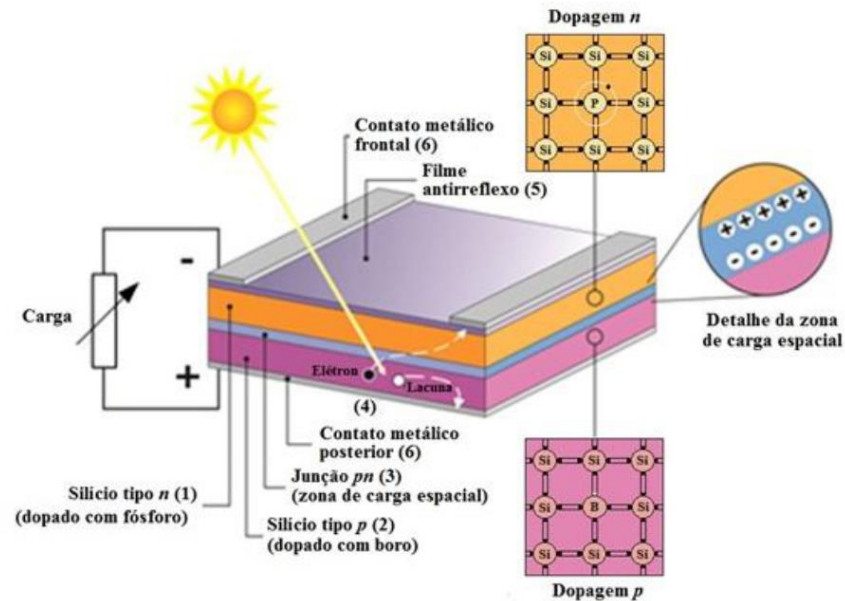
Uma célula fotovoltaica é feita de material semicondutor, comumente silício (Si). O semicondutor é dopado com átomos de outros elementos para ter um número diferente de elétrons em sua camada de valência, com esse processo é possível formar as chamadas junções tipo P ou junções tipo N.

Junções do tipo N normalmente são compostas por silício (Si) e fósforo (P), o fósforo tem um elétron a mais em sua banda de valência com uma fraca ligação ao átomo, com a energia térmica da temperatura ambiente este elétron salta para a banda de condução, deixando o átomo de origem com uma carga positiva. Com tais características a junção N tem a tendência de doar elétrons.

Junções do tipo P por sua vez são normalmente feitas de silício (Si) dopado com boro (B), ao contrário do fósforo (P), o boro (B) tem um elétron a menos na banda de valência e essa falta de um elétron é chamada de lacuna ou buraco. Essa junção tem em átomos com cargas negativas e também é chamada de aceitadora de elétrons.

Através da junção composta do tipo PN, ao dopar parte da junção com fósforo (P) e a outra parte com boro (B), por exemplo, há em um primeiro momento o movimento de elétrons característicos das junções P e N, ou seja, a junção P recebendo elétrons da junção N. Porém isso acontece até um momento em que é atingido o equilíbrio. Posteriormente quando a junção recebe a energia do sol há a interação de elétrons e lacunas conforme apresentado na Figura 14, e através de condutores ligando a parte P e N é estabelecida corrente entre os terminais quando há carga (PINHO E GALDINO, 2014).

Figura 14 – Estrutura de uma célula fotovoltaica com junção PN



Fonte: PINHO E GALDINO, 2014.

Nos Quadros 3 e 4, podemos ver respectivamente a eficiência de diferentes tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas a partir de silício (Si) e a potência por área que cada tecnologia apresenta.

Quadro 3 – Eficiência das melhores células fotovoltaicas com cada tipo de tecnologia.

Tecnologia		Eficiência (%)
Silício	Monocristalino	25,0 ± 0,5
	Policristalino	20,4 ± 0,5
	Filmes finos transferidos ⁴	20,1 ± 0,4

Fonte: PINHO E GALDINO, 2014.

Quadro 4 – Potência de células fotovoltaicas em função da área ocupada.

Tecnologia	Potência/área (W_p/m^2)
Si monocristalino - m-Si	150
Si policristalino - p-Si	135
Si amorfo - a-Si	85
Disseleneto de Cobre-Índio (e Gálio) - CI(G)S	100
Telureto de Cádmio - CdTe-	110

Fonte: PINHO E GALDINO, 2014.

Células fotovoltaicas por si só têm uma tensão baixa, na ordem de 0,8V. Para diversas aplicações é necessária uma tensão maior que essa. Associando células fotovoltaicas em série, pode-se obter uma tensão resultante desejada, sendo ela a soma da tensão individual de cada célula. Associando células em paralelo, mantem-se a mesma tensão entre elas enquanto as correntes individuais são somadas.

Na prática, a associação de células fotovoltaicas é chamada de módulo fotovoltaico. O módulo pode apresentar células em série e paralelo, a fim de fornecer a potência e tensão adequada à carga.

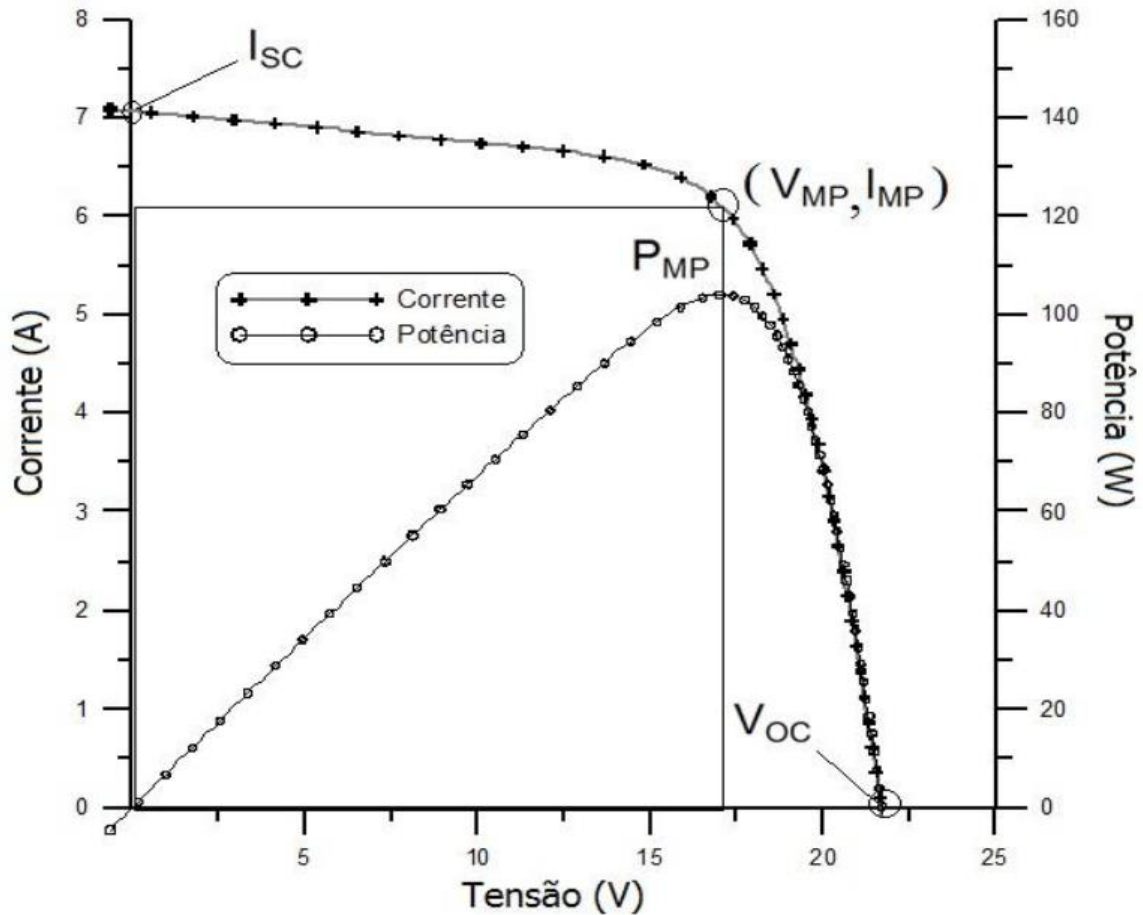
Os módulos são geralmente comercializados pela sua potência de pico (Wp), essa potência é determinada a partir de ensaios feitos em condições padrão, entre elas a temperatura de 25°C e uma irradiância solar de 1000W por metro quadrado.

Quando o módulo está posicionado em direção ao sol, a tensão medida com circuito aberto é chamada de V_{oc} , já se for colocado um amperímetro nos terminais do módulo será medida a corrente de curto-circuito I_{sc} .

Um ensaio importante que caracteriza o funcionamento de um módulo fotovoltaico é quando se mede a curva de tensão por corrente (curva $I-V$), apresentado na Figura 15. Para cada ponto medido na figura, o produto da corrente pela tensão é a potência gerada naquele regime de operação. O ponto P_{MV} é chamado de ponto de máxima potência, nele há a tensão e corrente de máxima potência (V_{MV} e I_{MV}).

Juntamente com a eficiência η , os outros 5 parâmetros (V_{oc} , I_{sc} , P_{MV} , V_{MV} e I_{MV}) ajudam a especificar os módulos fotovoltaicos do mercado (PINHO E GALDINO, 2014).

Figura 15 – Curva I-V de um módulo fotovoltaico.



Fonte: PINHO E GALDINO, 2014.

Conforme mostrado nos Quadros 3 e 4, os módulos fotovoltaicos de silício (Si) monocristalinos apresentam maior eficiência quando comparados aos policristalinos. Portanto, normalmente, um módulo de 300 Wp monocristalino ocupa menos espaço que um policristalino.

Em projetos com limitação de espaço como em telhados, torna-se interessante o uso de painéis com maior eficiência, mesmo que isso implique um maior custo na compra do módulo. Nesses casos é mais indicado utilizar módulos monocristalinos.

No caso do lago de Passo Real não há a dificuldade quanto a limitação de espaço, por esse motivo foram pesquisados módulos do tipo policristalino. Dessa forma o custo de compra dos painéis será reduzido.

Há importantes requisitos para escolher o módulo recomendado, um deles é o certificado INMETRO, empresas submetem seus produtos para que sejam feitos testes de conformidade da especificação fornecida pelo fabricante, comparando assim os valores nominais do módulo ao que realmente é vendido no mercado. O INMETRO classifica os módulos solares em classes de eficiência de A até E, como ilustrado na Figura 16.

Figura 16 – Classes de Eficiência INMETRO

CLASSES	ÍNDICE DE MÓDULO	
	SILICIO CRISTALINO	FILMES FINO
A	EE > 13,5	EE > 9,5
B	13,5 >= > 13,0	9,5 >= > 7,5
C	13,0 >= EE > 12,0	7,5 >= EE > 6,5
D	12,0 >= EE > 11,0	6,5 >= EE > 5,5
E	EE < 11,0	EE < 5,5

Fonte: INMETRO, 2018.

Também muito importante, o módulo deve ter a certificação IEC 61215. Essa certificação é obrigatória em alguns países e garante maior confiabilidade na qualidade e desempenho do produto adquirido.

Excluídos os módulos que não atendiam os requisitos citados anteriormente, buscou-se um produto disponível no mercado nacional, com um custo benefício bom e feito por empresas renomadas e bem estabelecidas no mercado. O módulo escolhido foi o YL330P-35B da empresa Yingli Green Energy, também conhecida como Yingli Solar.

A Yingli é uma grande empresa no ramo, participou de projetos financiados por grandes bancos e é listada na bolsa de Nova York desde 2007. No Quadro 5 estão algumas características do módulo.

Quadro 5 – Características do YL330P-35B

Características	YL330P-35B
V_{OC}	45,6 V
I_{SC}	9,33 A
P_{MV}	330 Wp
V_{MV}	37,3 V
I_{MV}	8,85 A
Eficiência	17%
Medidas	1960x992x40 mm
Peso	22 kg
Garantia	10 anos
Preço	R\$ 575,00

Fonte: NeoSolar, 2019.

Características como o preço do módulo foram consultados para poucas quantidades, com certeza em negociações maiores é possível adquiri-las com um menor preço.

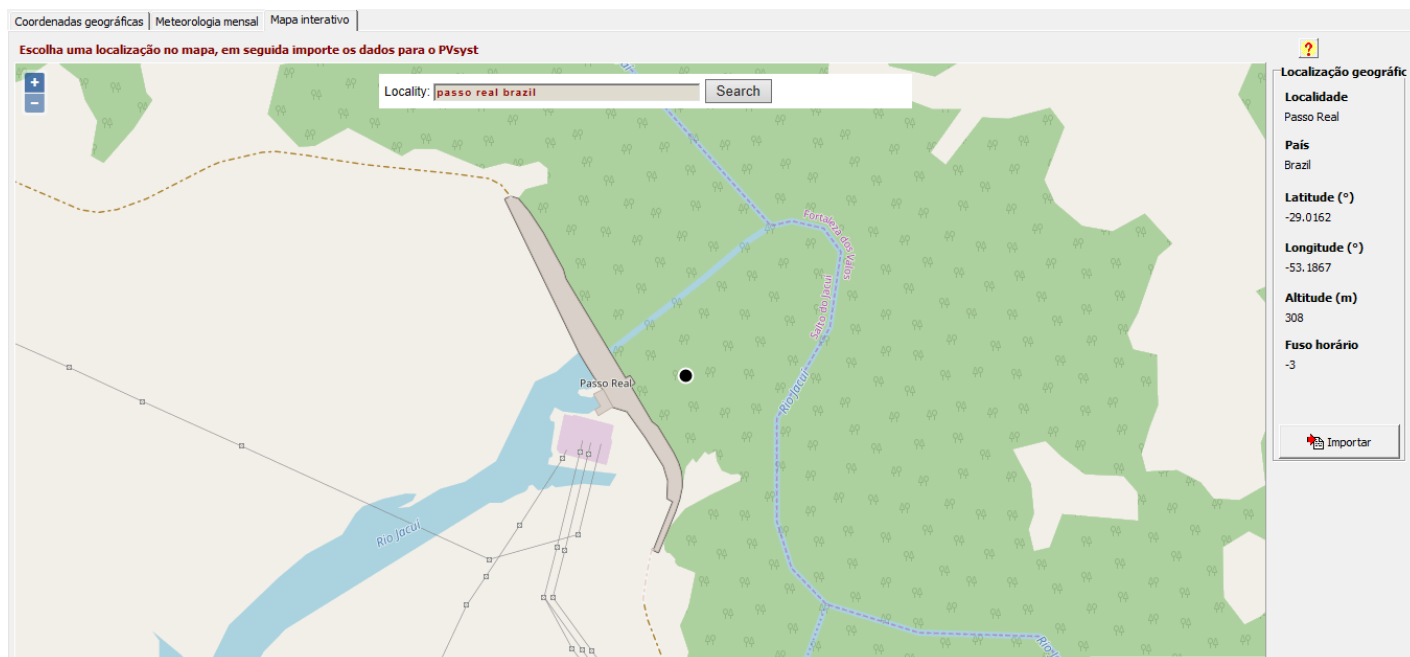
3.3 SIMULAÇÃO COM SOFTWARE PVSYST

O PVSYST é um dos softwares mais populares para a simulação de instalações fotovoltaicas, nele há diversos níveis de aprofundamento de projeto disponíveis. Pode-se fazer uma estimativa inicial de custos para um cliente, sabendo a demanda dele e o local da residência, assim como é possível explorar o sistema mais a fundo, como analisando os efeitos do sombreamento entre fileiras de módulos fotovoltaicos.

A versão utilizada no presente trabalho é a 6.84, a partir do momento da instalação há um período de teste de 30 dias com acesso total ao programa. Ainda não há uma simulação dedicada exclusivamente a usinas fotovoltaicas flutuantes no PVSYST, contudo há a possibilidade de utilizar configurações manuais que aproximam a simulação às condições deste projeto.

Primeiramente, foi definido no programa o local onde será instalada a planta, semelhante ao que foi feito no RADIASOL2. Como é possível ver na Figura 17, foi selecionado um local próximo a Tomada D'água da UHE Passo Real.

Figura 17 – Localização Utilizada no PVSYSY

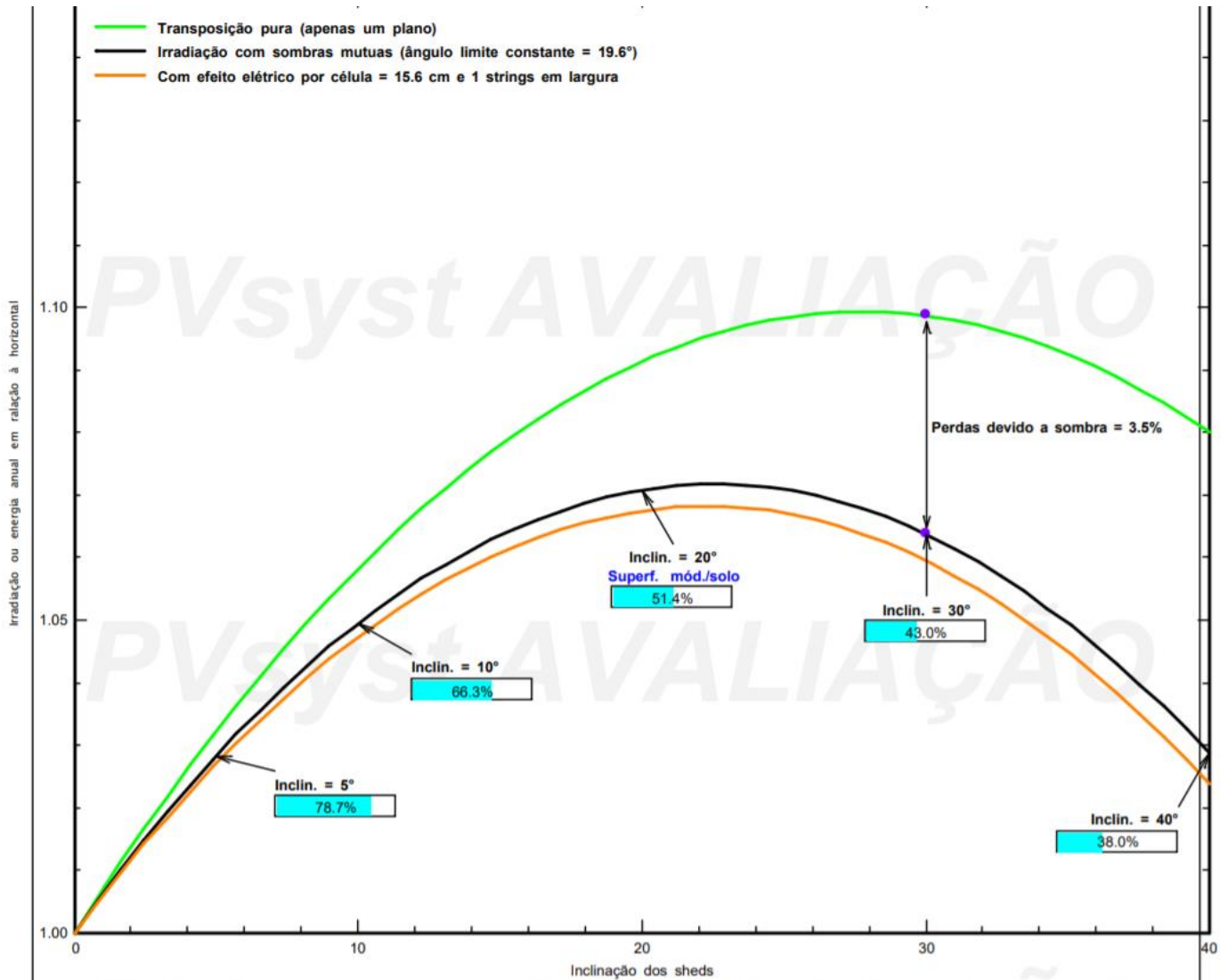


Fonte: PVSYSY, 2019.

Após definido o local da planta, define-se o tipo de instalação a ser feita. Entre as opções existem fileiras únicas, opções adequadas para telhados, mas a escolha que mais se adequa ao projeto de uma usina fotovoltaica flutuante é *Sheds Ilimitados* (uma composição de fileiras de módulos solares).

Ao utilizar a configuração *Sheds Ilimitados* o PVSYSY fornece análises de sombreamento. Como mostrado na Figura 18, ao configurar o local da planta e o espaçamento entre os módulos, o programa mostra na linha verde a irradiação para uma única fileira de módulos e na linha preta a irradiação com sombras mútuas causadas pelos módulos entre as fileiras. O eixo vertical representa o quanto o plano inclinado recebe a mais de radiação do que o plano horizontal. Caso houvesse apenas uma fileira inclinada a 29°, seria possível obter aproximadamente 110% da radiação comparado a um plano horizontal.

Figura 18 – Simulação das Sombras Mútuas no PVSYST



Fonte: PVSYST, 2019.

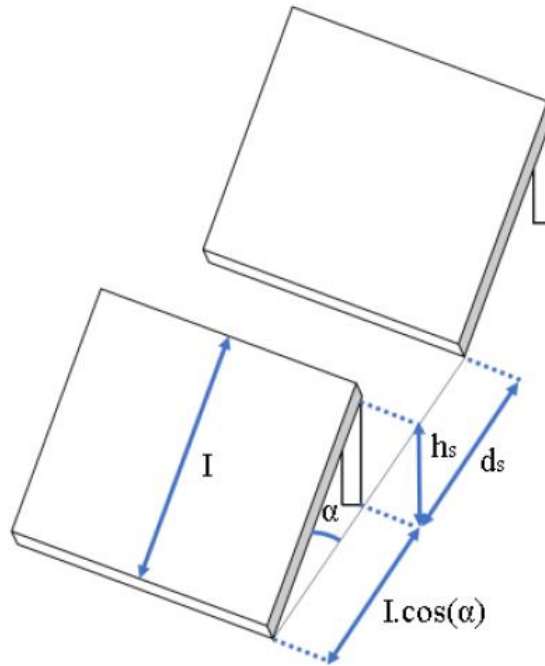
Conforme indicado no estudo de irradiação anterior, é possível observar na Figura 18 que o ângulo com a melhor irradiação para a configuração de fileira única é bem próximo dos 29°, latitude do local da UHE Passo Real. Contudo, devido ao efeito das sombras mútuas entre as fileiras, percebe-se que a melhor escolha para a inclinação dos módulos é aproximadamente 22°, ângulo que foi utilizado na simulação para minimizar as perdas.

O ângulo azimute, ou declinação magnética, foi utilizado conforme os resultados do item 3.1.

Na Figura 19 há medidas que são necessárias para a simulação deste sistema. A medida “I” pode ser encontrada no Quadro 5, ela tem o valor de 992mm para o módulo escolhido e multiplicando ela pelo cosseno da inclinação dos painéis (22°) encontrou-se o valor de 0,92m (valor inserido no PVSYST no campo “Larg. fila módulos” da Figura 19).

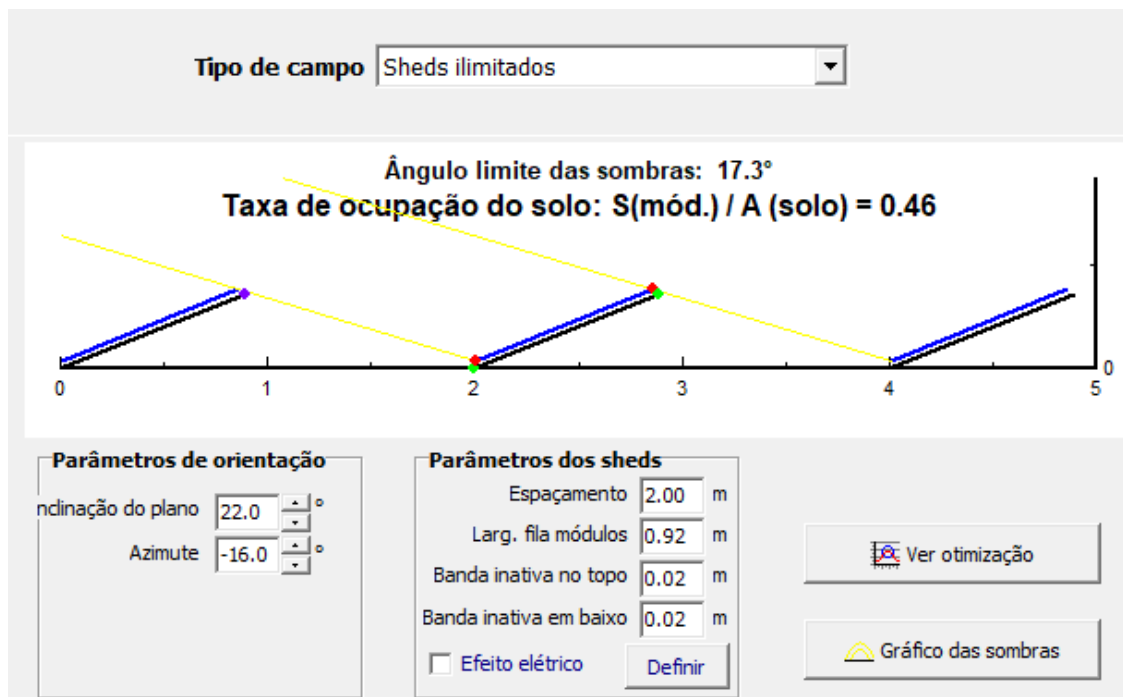
O espaçamento total entre módulos foi escolhido de forma a balancear dois aspectos, quanto maior o espaçamento menor serão as perdas por sombreamento, contudo maior será a área ocupada pela planta. Percebeu-se através das simulações que espaçamentos maiores que 2m não apresentavam grande diminuição nas perdas.

Figura 19– Esquema das Fileiras de Módulos Fotovoltaicos



Fonte: SILVÉRIO, Naidion Motta, 2018.

Figura 20– Simulação de *Sheds Ilimitados* no PVSYS



Fonte: PVSYS, 2019.

Após as definições de ângulos e medidas do sistema, é necessário indicar no software qual módulo fotovoltaico será utilizado e a potência nominal que se deseja no sistema. O PVSYST não possui o módulo YL330P-35B disponível para simulação ainda, porém foi encontrado um modelo muito similar do mesmo fabricante YL310P-35B. Ao utilizar essa opção de modelo, o número de módulos aumenta, pois a potência nominal passa de 330Wp para 310Wp. A potência nominal estipulada foi de 990kWp, representando 3030 módulos do modelo YL330P-35B, ou 3384 módulos do modelo YL310P-35B.

Por fim, foi feita a simulação com dois ângulos de inclinação para ter certeza do efeito do sombreamento. Na primeira simulação utilizou-se 29° de inclinação e na segunda 22° de inclinação, os resultados são apresentados no Quadro 6.

Percebe-se que há um aumento na produção de energia anual e também na normalizada ao utilizar o ângulo que diminui as perdas por sombreamento.

Quadro 6 – Resultados da Simulação de Produção do Sistema Fotovoltaico

	Inclinação de 29°	Inclinação de 22°
Produção do sistema [MWh/ano]	1553	1569
Produção normalizada [kWh/kWp/dia]	4,06	4,10

Fonte: Própria.

3.4 SISTEMA DE FLUTUAÇÃO E ANCORAGEM

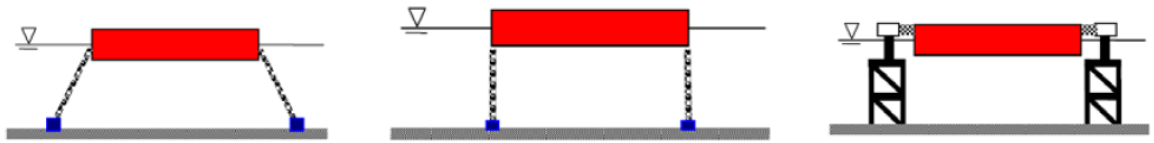
Ao realizar projetos de usinas solares flutuantes em lagos de hidrelétricas, pode-se utilizar um grande número de módulos fotovoltaicos, na simulação feita em Passo Real utilizou-se 3030, por exemplo. Há então a preocupação de encontrar a maneira mais segura de manter essa estrutura estável no reservatório.

Estruturas grandes são geralmente chamadas em artigos de *Very Large Floating Structures* ou “Grandes Estruturas Flutuantes” e comumente são encontradas em empreendimentos militares ou relacionadas a indústria de petróleo e gás natural.

Há dois aspectos principais nestes sistemas, os flutuadores e a ancoragem. O flutuador precisa garantir estabilidade para o módulo solar e ao mesmo tempo permitir que sejam feitas manutenções eventuais no local. Já a ancoragem é importante para que a planta não se desloque em caso de grandes chuvas e também para assegurar a direção dos módulos seja o Norte Verdadeiro.

Existem sistemas de flutuação fixos em estruturas metálicas, como por exemplo o terceiro exemplo da Figura 21, contudo eles exigem maior custo de instalação e são mais utilizados para bases de petróleo. Já os sistemas com ancoragem apresentam duas variações principais, as ancoragens tensionadas ou que permitem o movimento (BARBUSCIA, 2016).

Figura 21 - Tipos de sistemas de Flutuação e Ancoragem



Fonte: BARBUSCIA, 2016.

É possível também dividir os flutuadores em três principais tipos, os modulares, os de plano único e os submersíveis.

Os flutuadores submersíveis, conforme mostrado na Figura 22, geralmente são utilizados com módulos fotovoltaicos de filme fino, esses sistemas ficam obrigatoriamente sem inclinação nos módulos e por isso são mais adequados para locais com latitudes baixas. O principal problema para baixos ângulos de inclinação é o acúmulo de poeira, porém para módulos submersos na água isso é mitigado. Ressalta-se ainda que há ganho de eficiência devido a temperatura mais baixa que o módulo irá operar.

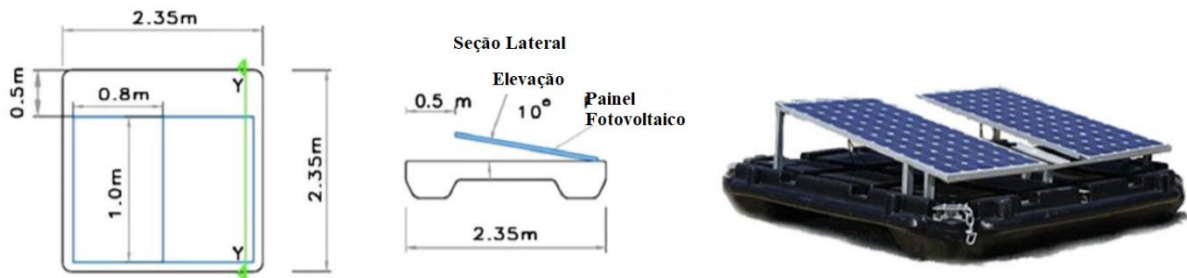
Figura 22 – Flutuadores submersíveis



Fonte: BARBUSCIA, 2016.

Flutuadores de plano único são geralmente feitos a partir de boias que irão formar uma base plana para o módulo fotovoltaico, nesse caso é possível utilizar módulos inclinados. Esse tipo de estrutura é recomendado para pequenas aplicações em lagos pequenos, pois tem menor preço e menos estabilidade. A Universidade Politécnica de Valencia fez testes com este tipo de estrutura, seu flutuador é apresentado na Figura 23.

Figura 23 – Flutuador de Plano Único



Fonte: Polytechnic University of Valencia, 2016

Os flutuadores modulares são os mais adequados para grandes estruturas de módulos fotovoltaicos, não à toa a empresa mais ativa na área de usinas fotovoltaicas flutuantes, a Ciel et Terre, fornece este tipo de solução. Seus flutuadores Hydrelío ©, suportam normalmente um ou dois módulos fotovoltaicos dependendo do seu tamanho. Ele é composto por uma estrutura principal com o apoio para o módulo e uma secundária que une os módulos. Este sistema também permite facilidade na manutenção, é difícil estimar o preço isolado de um flutuador Hydrelío ©, pois normalmente a empresa vende o projeto inteiro, já incluindo os serviços e os módulos fotovoltaicos (BARBUSCIA, 2016).

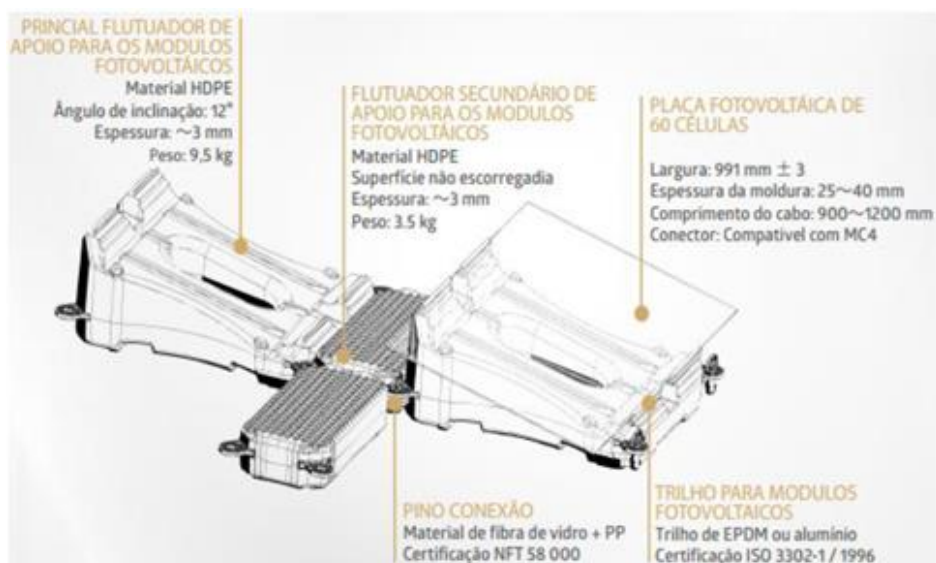
Na Figura 24, percebe-se que os flutuadores Hydrelío © possuem ajuste de inclinação quando necessário no projeto e que com os flutuadores secundários é possível manter o espaçamento lateral desejado entre os flutuadores principais.

Figura 24 – Exemplo de um Projeto que utiliza o Hydrelío ©



Fonte: CIEL ET TERRE, 2019

Figura 25 – Esquema do Flutuador Hydrelio ©



Fonte: CIEL ET TERRE, 2019.

O sistema de ancoragem não possui apenas uma maneira de ser implementado, caso o fundo do lago seja rochoso, o tipo de âncora mais indicado é a do tipo à inercia, porém ela apresenta uma baixa força de fixação. Em fundos mais lamacentos as opções são melhores, pode ser utilizada a âncora tipo cogumelo e a tipo pirâmide. A primeira é mais leve e tem menos força de fixação, enquanto a segunda é mais pesada, mais cara e com a maior força de fixação entre os outros tipos (MUSSON, 2016).

Caso se opte por utilizar poucas âncoras nas pontas da usina, de uma maneira semelhante as da Figura 21, recomenda-se utilizar a âncora pirâmide para garantir a fixação do sistema, mas caso deseje-se usar um número maior de âncoras de forma mais distribuída é recomendado aproveitar a do tipo cogumelo.

3.5 INVERSORES E OPERACIONALIZAÇÃO

Módulos fotovoltaicos e por consequência usinas fotovoltaicas produzem energia através do fornecimento de corrente contínua. Contudo para alcançar o objetivo de injetar energia na rede deve-se fornecer-la em forma de corrente alternada.

Com esse propósito são utilizados os inversores, eles são o elemento do sistema que adaptará a energia produzida pela usina fotovoltaica para a distribuição até as unidades consumidoras. Inversores de grande porte utilizados em sistemas fotovoltaicos com maior potência são chamados, comercialmente, de inversores centrais.

Através da tecnologia desenvolvida pela área da Eletrônica de Potência, os inversores desempenham suas funções através de chaves eletrônicas de estado sólido, compostas por semicondutores. Suas tecnologias de circuitos e técnicas de controle têm melhorado com o tempo, antigamente não eram comuns inversores dedicados para a aplicação de energia

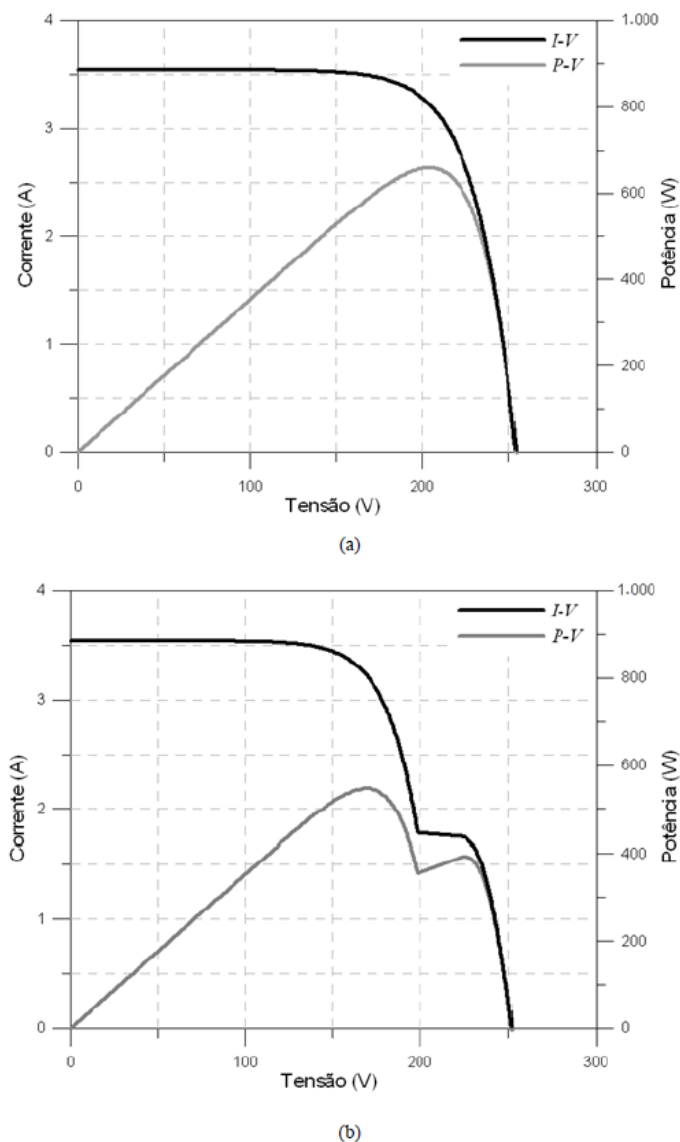
fotovoltaica, porém com o crescimento da demanda houve uma maior especialização desses equipamentos. Hoje, há opções de inversores com altas eficiências, alguns inclusive próximos a 99%.

Alguns aspectos demonstram a qualidade de um inversor, a forma de onda gerada por ele, que depende do método de conversão e filtragem utilizado pela empresa fabricante. A eficiência, pois já que a potência gerada não é constante é importante que haja uma boa eficiência para grande parte da faixa de operação do inversor. Uma baixa distorção harmônica, pois a deve-se obter uma saída mais próxima de uma senoide pura possível, também chamada de THD a distorção deve ser menor que 5% em qualquer uma das potências nominais de operação (PINHO E GALDINO, 2014).

Inversores também são classificados por seus respectivos graus de proteção. São necessários diferentes graus dependendo do local onde o inversor está localizado, para inversores em locais desabrigados é necessário um grau IP54 no mínimo, já para inversores em edificações abrigadas pode-se utilizar no mínimo o grau IP20. É preferível também, que haja uma isolação galvânica entre a parte de corrente contínua e corrente alternada, de forma que não haja problemas no aterramento do sistema. O isolamento galvânico pode ser feito através de transformadores de alta frequência. Contudo, a fim de alcançar uma redução de custos e complexidade, em muitos casos o isolamento galvânico não é utilizado, inclusive não é exigido em algumas normas nem obrigatório em países como Alemanha e Estados Unidos (RODRIGUES, 2003).

Quando submetido à irradiação uniforme, módulos fotovoltaicos respondem de acordo com a parte superior da Figura 26, porém quando há variações causadas por nuvens ou por árvores a resposta do módulo é afetada como ilustrado na parte inferior da Figura 26. Essas variações podem inclusive criar máximos locais, que dificultam a diferenciação de qual ponto de operação é o de maior potência para o sistema.

Figura 26 – Curva da Corrente pela Tensão de Módulos Fotovoltaicos sem (a) e com (b) sombreamento parcial.



Fonte: PINHO E GALDINO, 2014.

Fabricantes utilizam técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPPM) para mitigar os problemas de variações de irradiância e sombreamentos parciais em módulos fotovoltaicos, alavancando a eficiência de seus inversores, ele se faz necessário para maximizar a transferência de potência e evitar perdas nas células.

A eficiência de um inversor, um dos seus parâmetros mais importantes, pode ser definida pelo conjunto de equações:

$$n_{conv} = \frac{P_{ca}}{P_{cc}} \quad (\text{Equação 3})$$

$$n_{spmp} = \frac{P_{cc}}{P_{PM}} \quad (\text{Equação 4})$$

$$n_{tot} = n_{conv} \cdot n_{spmp} \quad (\text{Equação 5})$$

Onde P_{cc} é a potência instantânea c.c na entrada do inversor, P_{ca} é a potência instantânea c.a na saída do inversor, P_{PM} é a potência instantânea máxima do painel fotovoltaico nas condições de temperatura e irradiância vigentes, n_{conv} é a eficiência de conversão do inversor, n_{sppm} é a eficiência do inversor no seguimento do ponto de potência máxima e por fim n_{tot} é a eficiência total do inversor.

Para permitir a facilidade de comparação entre inversores e não tomar a decisão apenas na eficiência máxima do inversor, foi criada a medida da eficiência europeia. Ela é uma média ponderada de diversos pontos comuns de operação do inversor, com base no clima da Alemanha. O mais adequado para a utilização no Brasil é a eficiência Californiana, baseada no clima do estado dos Estados Unidos, contudo é mais difícil encontrar essa informação nos manuais dos inversores.

$$n_{euro} = 0,03 \cdot n_{5\%} + 0,06 \cdot n_{10\%} + 0,13 \cdot n_{20\%} + 0,10 \cdot n_{30\%} + 0,48 \cdot n_{50\%} + 0,20 \cdot n_{100\%} \quad (\text{Equação 6})$$

O valor percentual da eficiência representa o carregamento no qual ele está sendo submetido, enquanto os coeficientes são as frações de tempo que se espera que o inversor funcione em determinada condição (PINHO E GALDINO, 2014).

No Brasil, inversores para a aplicação fotovoltaica devem atender requisitos da NBR 16149, assim como ser registrados no INMETRO após realizados ensaios em condições nominais a fim de verificar as especificações que o fabricante vende.

Com o avanço da tecnologia fotovoltaica, o preço dos módulos tem diminuído rapidamente, contudo o preço dos inversores não tem acompanhado o mesmo ritmo. Sendo assim, essa parte do projeto deve ser otimizada para benefícios financeiros. Sistemas fotovoltaicos operam normalmente abaixo de sua potência de pico devido à temperatura, sombreamento e baixa irradiância, fenômenos que acontecem de maneira aleatória. Por isso, nunca é interessante sobre dimensionar inversores. Inclusive, em raros momentos que a usina fotovoltaica ultrapasse a potência máxima do inversor, o sistema de SPPM citado anteriormente pode regular o sistema para limitar a saída, desprezando a potência acima do limite.

O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) relaciona a potência nominal do inversor e a potência de pico da planta. Ele é a razão entre a potência nominal em corrente alternada do inversor pela potência de pico da planta fotovoltaica. Há literaturas que citam valores de FDI entre 0,85 e 1,05 dependendo dos fabricantes (PINHO E GALDINO, 2014).

A tensão máxima de entrada do inversor ($V_{i_{max}}$) deve sempre ser menor que a soma das tensões dos módulos fotovoltaicos associados em séries, caso isso não aconteça há grande risco de danificar o equipamento. Como na curva de tensão por corrente dos módulos (Figura 15) o ponto de maior tensão ocorre quando há a situação de circuito aberto a Equação 7, que deve ser observada.

$$N^{\circ} \text{ de Módulos em série} \cdot V_{oc} < V_{i_{max}} \quad (\text{Equação 7})$$

Para limitar a corrente máxima do inversor, pode-se calcular também o número máximo de fileiras que um certo modelo de módulo fotovoltaico pode ser associado. Sabendo também a partir da Figura 15 que a maior corrente apresentada pelo módulo fotovoltaico é a sua corrente de curto circuito, dimensiona-se o sistema de acordo com a Equação 8.

$$N^{\circ} \text{ máximo de Fileiras} = \frac{I_{i_{max}}}{I_{sc}} \quad (\text{Equação 8})$$

Onde, $I_{i_{max}}$ é a corrente máxima admitida na entrada do inversor e I_{sc} é a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico.

Considerando os aspectos citados anteriormente sobre inversores, após pesquisa de possíveis fornecedores para o projeto a WEG destacou-se como uma das melhores opções no mercado. Com um faturamento de mais de 10 bilhões em 2018, fábricas em 12 países, mais de 3000 engenheiros em sua equipe, a empresa é referência em qualidade e confiança, aspectos importantes para uma das partes de maior custo de um projeto.

A WEG apresenta uma linha especializada de inversores para energia fotovoltaica. Trata-se da linha de inversores centrais SIW700. Esses inversores apresentam características semelhantes (frequência nominal, grau de proteção, sistemas de monitoramento e comunicação, eficiência máxima) em 14 níveis diferentes de potência, dessa forma se adaptam a vários portes de projetos. Um dos 14 níveis de potência se adaptava ao nosso projeto de maneira satisfatória, o modelo SIW700 T1000-27. No Quadro 7 pode-se ver algumas de suas especificações (WEG, 2019).

Quadro 7 – Especificações do Inversor SIW700 T1000-27

Modelo	SIW700 T1000-27
ENTRADA CC	
MAX. TENSÃO CC (V)	1000
MAX. CORRENTE CC (A)	2740
FAIXA DO SPPM (V)	460-850
SAÍDA CA	
POTÊNCIA NOMINAL (kVA)	1000
CORRENTE CA NOMINAL (A)	2100
MÁXIMA CORRENTE CA (A)	2332
TENSÃO DE SAÍDA TRIFÁSICA (V)	275
FREQUÊNCIA NOMINAL (Hz)	60
DISTORÇÃO HARMÔNICA DA CORRENTE DE SAÍDA (%)	<3
MÁXIMA EFICIÊNCIA (%)	98,2
EFICIÊNCIA EUROPEIA (%)	97,7
INFORMAÇÕES GERAIS	
TEMPERATURA AMBIENTE (°C)	Limitação da potência acima de 45
GRAU DE PROTEÇÃO	IP20
MÁXIMO CONSUMO AUXILIAR (W)	3200
CONSUMO STAND BY (W)	200
CONSUMO NOTURNO (W)	100

Fonte: WEG, 2019.

No Quadro 7 há algumas especificações que devem ser comentadas, o inversor possui o grau de proteção necessário para operação abrigada, porém caso necessário a WEG anuncia em seu manual que existe também a opção do IP54 para operação desabrigada. A frequência de operação do inversor está adequada para a operação no Brasil, assim como sua distorção harmônica que é baixa.

Ambas eficiências são interessantes, nota-se que a eficiência europeia atinge um nível semelhante à eficiência máxima, isso acontece devido ao emprego da tecnologia de SPPM explicada anteriormente.

O inversor escolhido possui também todas as certificações necessárias para ser comercializado no Brasil com confiabilidade, tanto do INMETRO quanto a NBR 16149.

Agora, levando em conta os dados de tensão de entrada máxima e corrente de entrada máxima do inversor, pode ser determinado máximo número de módulos que poderão ficar em série e o máximo número de fileiras, conforme as Equações 7 e 8.

Sabendo que a tensão máxima de entrada do inversor é 1kV, pode-se então definir que o número máximo de módulos fotovoltaicos do modelo YL330P-35B será 21, pois sua tensão de circuito aberto é 45,6V.

Já o número máximo de fileiras que poderá haver na instalação deve observar a corrente máxima de entrada do inversor, que é 2740A. Como a corrente de curto-circuito do YL330P-35B é 9,33A o número máximo de fileiras de módulos é 293.

Uma configuração de 293 fileiras de 21 módulos em série comporta 6153 módulos no total, enquanto o projeto propõe a utilização de 3030 módulos no total da usina fotovoltaica flutuante. Uma das possíveis configurações aceitáveis seria a de 202 fileiras de 15 módulos em série, compondo uma usina retangular de aproximadamente 14.500 metros quadrados. Essa situação está ilustrada na Figura nas possíveis localidades da Figura 10 com a ajuda do Google Earth.

Figura 27 – Ilustração do Possível Tamanho das Usinas Solares Flutuantes em Passo Real



Fonte: Google Maps, 2019.

4 – IMPACTOS E BENEFÍCOS

4.1 IMPACTOS AMBIENTAIS

A tecnologia fotovoltaica flutuante é um conceito recente e no caso deste estudo especificamente busca unir a produção hidrelétrica à fotovoltaica. Contudo, deve-se ter atenção aos pontos ambientais que esse tipo de empreendimento pode causar.

Como visto em tragédias recentes no Brasil, no desastre de Brumadinho em janeiro de 2019, ou no grande vazamento de óleo próximo as praias do nordeste em outubro de 2019, os danos para a fauna e a flora são enormes. Acidentes causados em grandes rios ou em área oceânicas têm um alcance muito grande.

Nas usinas solares flutuantes em barragens de rejeito, os impactos ecológicos são diminuídos se comparados à implementação em lagos naturais. Nesses ambientes, normalmente não há fauna e flora sensível a alterações de luminosidade e turbidez da água, pois tratam-se de resíduos sólidos e água resultantes de processo de extração (geralmente de minérios). Em casos como esses, a aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes deve atender primordialmente aos requisitos de segurança estrutural relacionados à barragem a fim de prevenir rompimentos da estrutura.

Em empreendimentos flutuantes como o desse estudo, ainda não existe conhecimento e pesquisas suficientes para ter a certeza dos impactos ambientais causados, contudo podem ser tomadas medidas mitigadoras nas fases de construção, exploração e desativação das estruturas flutuantes (COSTA, 2017).

Através de metodologias de monitoramento de estruturas flutuantes já existentes, um dos impactos mais relevantes observados tanto na construção quanto exploração é o cabeamento entre os módulos fotovoltaicos e o inversor que está em terra.

Durante a parte de construção, é necessária a supervisão de um especialista para prevenir impactos ecológicos relacionados ao derramamento de óleo e ao possível enterramento dos cabos, pois dependendo do tipo de solo (arenoso, rochoso ou lamacento) o enterramento poderá causar turbidez devido ao deslocamento do solo prejudicando o microclima.

Já na parte de exploração, o local do cabeamento deve ser planejado devido ao efeito do campo eletromagnético gerado pela corrente que ele conduz. Caso o cabo seja localizado no fundo do lago, apresentará menores riscos e impactos para a fauna. A principal medida mitigadora nesse caso, para a etapa de construção, é que os cabos estejam engastados no fundo do lago através de pesos e não enterrados abaixo do solo.

Em situações nas quais os cabos que conduzem a corrente dos módulos ao inversor estiverem na superfície da água ou submersos longe do solo, haverá maior dano para os organismos vivos devido ao campo eletromagnético. Já, quando o cabeamento estiver na

superfície do lago, ocorrerá um impacto negativo na paisagem. Se for obrigatório a utilização de cabos suspensos, é indicada a utilização de blindagem para minimizar os efeitos eletromagnéticos da corrente.

Durante a fase de exploração, estruturas flutuantes de grande porte apresentam impactos positivos e negativos para o microclima do local. O primeiro fator a ser observado deve ser a preparação dos materiais para estar em contato constante com a água, pois a degradação dos flutuadores ou dos painéis solares pode afetar a qualidade da água. Deve-se então verificar com os fornecedores tais dados para fins preventivos. Como consequência positiva destaca-se a diminuição da evaporação no local da estrutura que colabora com a geração hidráulica vizinha, assim como o efeito santuário dos flutuadores e amarrações, pois neles criam-se recifes de acordo com a fauna local (COSTA, 2017).

Não foi encontrado estudo que quantifique os danos causados pela diminuição da luminosidade decorrente do sombreamento da estrutura flutuante, contudo os artigos consultados citam esse efeito como ponto negativo. A fim de mitigar esse problema, analisando as Figuras 24 e 25 do Hydrelío ©, torna-se interessante verificar com o fornecedor a possibilidade de flutuadores secundários extras na estrutura, que seriam utilizados para um maior espaçamento lateral entre os módulos fotovoltaicos. Na Figura 24, percebe-se que os empreendimentos existentes buscam aproveitar ao máximo o recurso solar e mantem os módulos com um espaçamento pequeno. Como não há problemas no aumento da área utilizada na planta do estudo de caso, esse espaçamento lateral já foi considerado para a ilustração da Figura 27, estimando o comprimento de um flutuador secundário extra entre cada módulo.

Por fim, é importante a análise periódica da qualidade da água no local, assim como um acompanhamento de especialistas para identificar e corrigir problemas não previstos anteriormente.

4.2 GANHO DE EFICIÊNCIA

A eficiência dos módulos fotovoltaicos tem forte relação com a sua temperatura de operação. Quando há o aumento da temperatura causado tanto pelo ambiente quanto pela irradiação solar, o efeito é de redução de sua eficiência.

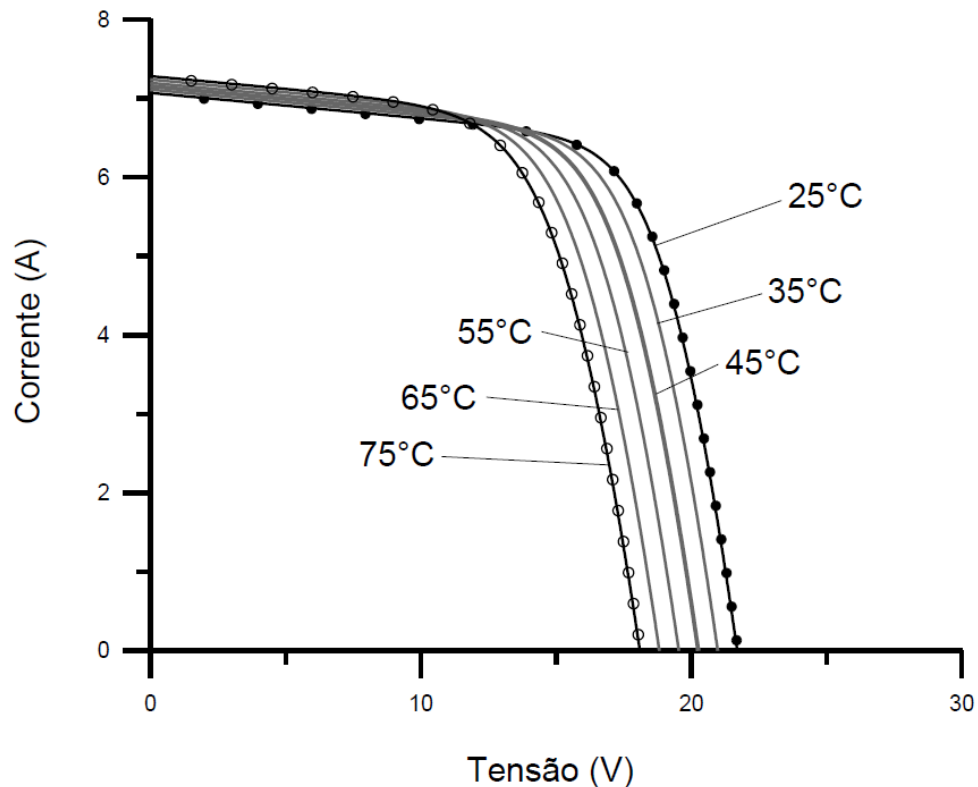
A tensão das células fotovoltaicas diminui significativamente com o aumento de sua temperatura, enquanto a sua corrente aumenta com um peso menor, dessa forma a potência resultante apresenta redução. Em uma célula de silício (Si) um aumento de 100°C produz uma diminuição de 30% na tensão gerada, em contrapartida a corrente aumenta apenas 0,2%.

Os dados fornecidos pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos relacionados à eficiência são aferidos para condições padrão de ensaio de 25°C, contudo pode-se perceber que essa não é a temperatura nominal de operação do próprio manual. As normas determinam que a temperatura nominal de operação seja a obtida em testes, o módulo deve ser exposto em circuito aberto a uma irradiância de 800 W/m^2 , temperatura do ar a 20°C e sofrendo ações de vento com uma velocidade de 1 m/s (PINHO E GALDINO, 2014).

A temperatura nominal de operação geralmente está entre 40°C e 50°C e está relacionada às características ópticas e térmicas dos materiais de construção dos módulos, para módulos com mesmos coeficientes de temperatura, os que apresentarem menor temperatura nominal de operação terão melhor desempenho em campo. O módulo YL330P-35B indicado no capítulo 3.2 tem uma temperatura nominal de operação de $45 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$.

A Figura 28 ilustra como a curva I-V de um módulo fotovoltaico responde a diferentes temperaturas.

Figura 28 – Efeito da temperatura na Curva I-V



Fonte: PINHO E GALDINO, 2014.

A variação da tensão de circuito aberto de um módulo fotovoltaico em relação à temperatura é definida através do coeficiente β , que é definido na Equação 9 (PINHO E GALDINO, 2014). Esse coeficiente é negativo e no modelo YL330P-35B é de -0,3% por grau Celsius .

$$\beta = \frac{\Delta V_{OC}}{\Delta T} \quad (\text{Equação 9})$$

O cálculo de V_{OC} em determinada temperatura pode ser determinado de acordo com a Equação 10 (PINHO E GALDINO, 2014).

$$V_{OC}(T) = V_{OC \text{ nominal}} \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25)) \quad (\text{Equação 10})$$

A variação da corrente de curto-circuito em relação à temperatura é representada pelo coeficiente α , definido na Equação 11 (PINHO E GALDINO, 2014). O valor de α é positivo,

contudo é menor do que β , conforme citações anteriores. No modelo YL330P-35B o α é 0,05% por grau Celsius de acordo com o manual.

$$\alpha = \frac{\Delta I_{SC}}{\Delta T} \quad (\text{Equação 11})$$

A combinação dos efeitos de redução de tensão e aumento de corrente resulta em uma mudança na potência gerada no módulo fotovoltaico. A variação da potência de pico gerada causada pela alteração da temperatura é definida pelo coeficiente γ (PINHO E GALDINO, 2014).

$$\gamma = \frac{\Delta P_{MP}}{\Delta T} \quad (\text{Equação 12})$$

Para o modelo YL330P-35B, o coeficiente γ é -0,39% por grau Celsius de acordo com seu manual.

A definição de P_{MP} em função da temperatura pode ser feita através dos coeficientes α_{MP} e β_{MP} como mostrado na Equação 14. Considera-se que o α_{MP} é idêntico ao α , já o β_{MP} normalmente não é indicado nos manuais e é aproximado pela Equação 13 (PINHO E GALDINO, 2014).

$$\beta_{MP} = \gamma - \alpha \quad (\text{Equação 13})$$

$$P_{MP}(T) = V_{MP} \cdot I_{MP}(1 + (\alpha + \beta_{MP}) \cdot \Delta T) \quad (\text{Equação 14})$$

Sabe-se que a água é um bom meio de arrefecimento (BAHAIDARAH, 2013). Espera-se então que os módulos operem com menores temperaturas, por estarem próximos à água (SILVÉRIO, 2018). Isso representa uma vantagem se comparados às usinas fotovoltaicas em terra. Além disso, quando há estruturas de alumínio que suportam os módulos fotovoltaicos, as mesmas são boas condutoras de calor entre o módulo fotovoltaico e a água (KIM, 2016).

Choi (2014) fez também uma comparação entre uma usina fotovoltaica flutuante e outra em terra, percebeu-se no estudo um maior fator de capacidade na usina flutuante e a justificativa foi a menor temperatura de operação dos módulos. Silvério (2018), considerou em suas simulações uma estimativa de 7% no ganho de eficiência de usinas flutuantes.

Na simulação do capítulo 3.3, não foi levado em conta o ganho de eficiência causado pelo arrefecimento da água, contudo espera-se que esse efeito possa beneficiar a performance de projetos como este.

4.3 REDUÇÃO DA EVAPORAÇÃO

Com a constante busca por eficiência, os responsáveis por reservatórios de água para tratamento e consumo público ou para agricultura têm adotado medidas para diminuir a evaporação, um exemplo está ilustrado na Figura 29. Xi Yao (2010), estudou o diferente efeito que coberturas suspensas e flutuantes apresentam, resultados obtidos como na Figura 5 indicam que coberturas tem um efeito positivo para o armazenamento de água.

Figura 29 – Coberturas Flutuantes Modulares para Redução de Evaporação



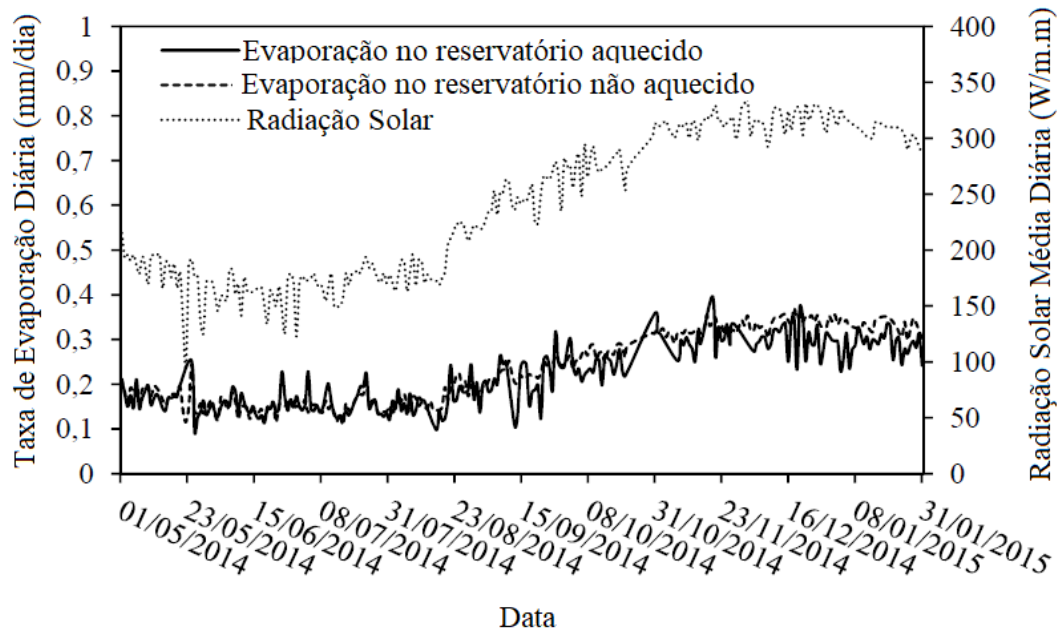
Fonte: AWTT (2019).

Usinas fotovoltaicas flutuantes também são estruturas flutuantes que diminuirão a radiação solar na superfície de água, consequentemente espera-se que haja menor evaporação. Esse efeito apresenta uma grande sinergia na operação com hidrelétricas de acumulação, pois nesses casos o volume ainda será aproveitado passando pelas turbinas e gerando mais energia através dos geradores.

O efeito de evaporação é medido com a mesma unidade que a precipitação, em milímetros por unidade de tempo. Essa unidade representa a perda de profundidade equivalente ao volume evaporado em um certo período de tempo. Por exemplo, em um lago que tenha um hectare de área (dez mil metros quadrados), um milímetro de evaporação em um dia significaria uma redução de volume de dez metros cúbicos.

TABOADA (2017), realizou testes para avaliar qual o impacto de módulos fotovoltaicos flutuantes na redução da evaporação. Seus ensaios foram feitos em uma área árida do Chile, lá a radiação solar chega a 2500 kWh/m^2 e essa foi justamente uma das motivações para o estudo, a escassez de água. Foram utilizados dois reservatórios feitos de fibra de vidro, ambos cobertos com estruturas flutuantes e com módulos fotovoltaicos que cobriam 95% da superfície. Após colocados em condições de teste e medindo os resultados por mais de cinco meses, a conclusão de TABOADA foi que houve uma redução significativa da evaporação. Conforme mostrado na Figura 30, a evaporação durante o experimento ficou entre 0,1 e 0,4 milímetros por dia. Para efeitos de comparação, reservatórios sem cobertura apresentaram entre 2 e 7 milímetros de evaporação diária em condições semelhantes.

Figura 30 – Evaporação Diária de Reservatórios Cobertos



Fonte: TABOADA (2017).

No caso da utilização da tecnologia fotovoltaica flutuante em Passo Real, há algumas diferenças em relação ao teste realizado por TABOADA. O ambiente não é árido como no Chile e a área coberta pelo conjunto do flutuador mais módulo fotovoltaico é significativamente menor do que a do estudo.

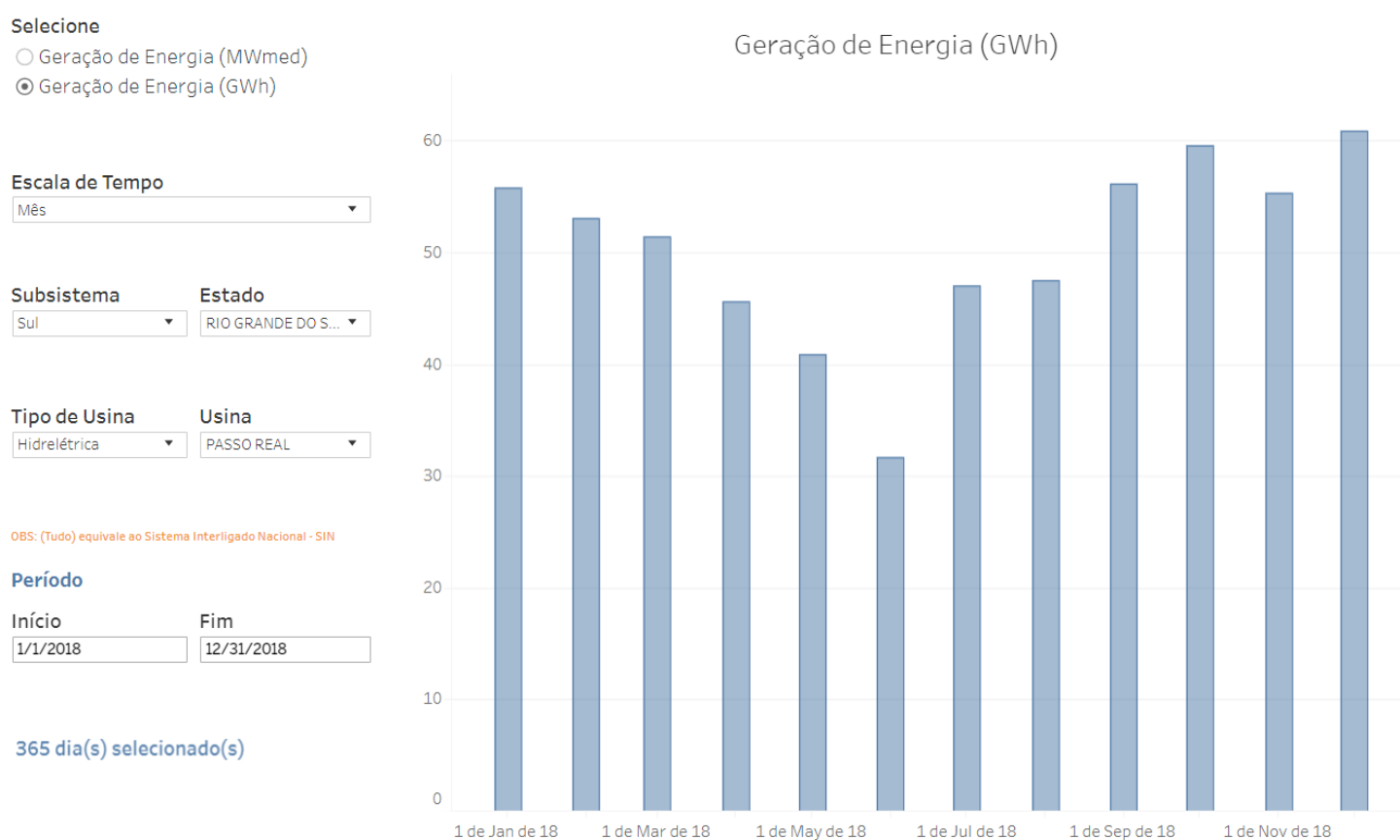
Tendo em vista o espaçamento entre os módulos adotado para diminuir o sombreamento e o espaçamento lateral para mitigar problemas ambientais, estima-se que 37% da superfície esteja coberta na estrutura de Passo Real, utilizando como referência a vista superior da planta. No estudo citado anteriormente, percebeu-se uma redução média de 4,25 milímetros na evaporação diária, considerando as diferenças para este estudo uma estimativa conservadora seria 1 milímetro de redução na evaporação diária.

Ao longo de um ano, cada unidade fotovoltaica flutuante de aproximadamente 14.500 m^2 iria poupar aproximadamente 5.300 m^3 de água no reservatório. Convertendo isso para energia, através do volume turbinado em Passo Real ($200 \text{ m}^3/\text{s}$ no conjunto do Gerador 1 de 82 MW/h), seria possível gerar 600 kW/ano .

4.4 POTÊNCIA INCREMENTAL

A usina hidrelétrica de Passo Real tem uma produção de energia sazonal, como mostrado na Figura 31. No Quadro 8, nota-se que o inverno é a estação de menor produção, enquanto durante a primavera e verão há maior geração de energia. Em 2018, a UHE produziu 606 GWh.

Figura 31 – Histórico de Operação UHE Passo Real em 2018



Fonte: ONS, 2019.

Quadro 8 – Produção Média UHE Passo Real por Estação

Estação	Produção [GWh/mês]
Verão (dez, jan, fev)	56,7
Outono (mar, abr, mai)	46,0
Inverno (jun, jul, ago)	42,3
Primavera (set, out, nov)	57,0

Fonte: ONS, 2019.

Considerando os resultados obtidos nas simulações do PVSYS e a redução da evaporação devido ao sombreamento, cada usina fotovoltaica flutuante de 990 kWp pode incrementar a potência do sistema em 1,57 GWh/ano.

A produção de energia em Passo Real seria incrementada em 0,26% por cada usina fotovoltaica flutuante deste trabalho. A instalação projetada ocupa 1,45 hectare dos 23000 hectares disponíveis no lago, representando portanto 0,0063% da área disponível.

Ao considerar apenas os custos aproximados dos principais itens do projeto, indicados no Apêndice A, pode-se definir o *payback* estimado desses componentes. O preço atual do kWh vendido pela CEEE-RS é de R\$0,62, portanto os componentes principais apresentam um *payback* aproximado de 3,36 anos.

5 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A tecnologia relacionada à geração fotovoltaica flutuante é recente e ainda existem discussões em aberto, pesquisas acadêmicas e em âmbito empresarial são de suma importância para garantir relevância e alcance para o tema. Ao utilizar alternativas de geração renováveis e com baixo custo, o Brasil se beneficia econômica e ecologicamente.

O projeto de uma usina flutuante tem semelhanças com projetos fotovoltaicos terrestres, porém algumas vantagens devem ser ressaltadas. Entre elas, o aumento da eficiência dos módulos fotovoltaicos, a redução da evaporação devido ao sombreamento e, quando utilizadas em conjunto com hidrelétricas, há o aproveitamento de componentes já existentes no sistema anterior.

No caso proposto neste projeto de diplomação, mostrou-se uma expectativa de incremento marginal de 0,26% na energia gerada pelo sistema com cada usina fotovoltaica flutuante. Deve-se ressaltar que esse incremento foi alcançado com o uso de uma pequena fração da área disponível no lago. Recomenda-se testes em menor escala para validar as simulações feitas e confirmar o real ganho de eficiência que o clima do Rio Grande do Sul pode apresentar neste tipo de projeto.

Em futuros estudos, é importante levar em conta as ondulações históricas no lago para garantir a segurança da estrutura flutuante. Além disso, deve-se analisar de forma mais profunda o aspecto de amarrações que garantam a direção dos módulos para o Norte Verdadeiro, pois as melhores técnicas de ancoragem dependem do solo no fundo do lago.

Futuramente há risco de mudanças na legislação e regulação, a ANEEL atualmente estuda a possibilidade de aumento da tributação da energia fotovoltaica e isso pode aumentar o tempo necessário para o retorno do capital investido. Deve-se também verificar o atendimento às normas que regulam a geração distribuída.

Por fim, é relevante estimar o retorno do investimento do projeto. Para isso, é preciso entrar em contato com empresas especializadas para elencar os custos da execução, manutenção e componentes não dimensionados.

REFERÊNCIAS

ANEEL, *Registro de Central Geradora de Capacidade Reduzida*. 2017. <http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registros-de-centrais-geradoras-de-capacidade-reduzida-todas-as-fontes-/655808?inheritRedirect=false>.

ANEEL, *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482*. 2012. <www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.

AWTT, EVAPORATION CONTROL MODULAR FLOATING COVERS. <<https://www.awtti.com/evaporation-control-floating-cover/>> . 2019.

BARBUSCIA, Michele. Preliminary Study on Floating Photovoltaic Systems on Dams. 2016.

BAHAIDARAH, H. et al. Performance evaluation of a PV (photovoltaic) module by back surface water cooling for hot climatic conditions. *Energy*, v. 59, p. 445–453, 2013.

CIEL ET TERRE, *Página Institucional da Empresa*. 2019. <<https://www.ciel-et-terre.net/the-floating-solar-expert/>> .

CHAPMAN, Stephen J. Fundamentos de máquinas elétricas. AMGH Editora, 2013.

CHOI, Young-Kwan. "A study on power generation analysis of floating PV system considering environmental impact.". 2014. <http://modul.repo.mercubuana-yogya.ac.id/modul/files/openjournal/JournalOfEngineering/7_165.pdf>.

CHOI, Young-Kwan; LEE, Nam-Hyung; KIM, Kern-Joong. *Empirical Research on the efficiency of Floating PV systems compared with Overland PV Systems*. 2013.

CHESF, *Chesf energiza Usina Solar Flutuante*. 2019. <https://www.chesf.gov.br/layouts/15/Chesf_Noticias_Farm/Noticia.aspx?IDNoticia=373>

COSTA, Sofia Gouveia. Impactes ambientais de sistemas fotovoltaicos flutuantes. 2017. Tese de Doutorado.

COSTA, Antonio Simões. Turbinas hidráulicas e condutos forçados. Santa Catarina: UFSC. 2003. <<http://www.labspot.ufsc.br/~simoed/dincont/turb-hidr-2003.pdf>>

DEQ COIMBRA, Wiki do Departamento de Engenharia Química de Coimbra. 2017. <<https://wiki.eq.uc.pt/mediawiki/index.php/Ficheiro:Imagem1.png#filehistory>>

EPE, *Balço Energético Anual*. 2019. <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019> >

F2B, *Página Institucional da Empresa*. 2019. <<https://www.f2brasil.com.br/>>. Acesso em 2019.

INMETRO, Tabela de módulos fotovoltaicos. 2018. <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaico_modulo.pdf >

IPH UFRGS, Notas de Aula dos Professores EDER TEIXEIRA E MARCELO MARQUES. 2019.

KIM, S.-H. et al. Application of Floating Photovoltaic Energy Generation Systems in South Korea. *Sustainability*, v. 8, 2016.

MAPS GOOGLE, Imagem de Passo Real. 2019.< <https://www.google.com.br/maps/@-29.024527,-53.1889288,4380m/data=!3m1!1e3> > Acesso em 2019.

MAGARREIRO, Clarisse; FREITAS, S.; BRITO, M. C. Radiação e energia solar. Lisboa: Instituto Dom Luiz, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 2013.

MUSSON, Noel. A preliminary guide to mooring systems, mooring choices and mooring selection. Augusta, Canadá: The Musson Group, 2015.

NEOSOLAR, Comercializadora de módulos solares Yingli. 2019. <https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-yingli-yl330p-35b-330wp.html?gclid=Cj0KCQjwgNXtBRC6ARIsAIPP7Rs7UIv9SUSnMUDGfkabRqB29NhbLwXRcEkFLaoCRxboB19PV1FUbWiaArInEALw_wcB >

NOAA, NATIONAL CENTERS OF ENVIRONMENTAL INFORMATION. 2019. <<https://www.ngdc.noaa.gov/geomag/calculators/magcalc.shtml>>

ONS, *Dados de operação de UHEs*. 2019 < http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx> Acesso em 2019.

RADIASOL2, LABSOL UFRGS. 2019. < <http://www.solar.ufrgs.br/>>

RODRIGUES, M. C. B. P.; TEIXEIRA, Estêvão Coelho; BRAGA, Henrique Antônio Carvalho. Uma visão topológica sobre sistemas fotovoltaicos monofásicos conectados à rede de energia elétrica. In: **Fifth Latin-American Congress: Electricity Generation and Transmission, São Pedro, São Paulo**. 2003.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014.

Polytechnic University of Valencia, and CELEMIN ENERGY, Flutuadores de plano único. 2016. < https://www.researchgate.net/figure/Polytechnic-University-of-Valencia-and-CELEMIN-ENERGY-floating-PV-design_fig7_312153623>

PVTECH, *World's largest floating solar plant connected in China*. 2019. <<https://www.pv-tech.org/news/worlds-largest-floating-solar-plant-connected-in-china>>

PVSYST, SOFTWARE DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL PARA PROJETOS FOTOVOLTAICOS. 2019. <<https://www.pvsyst.com/>> Acesso em 2019.

SANTAFÉ, *Theoretical and experimental analysis of a floating photovoltaic cover for water irrigation reservoirs*. 2014.

SILVÉRIO, Naidion Motta. Utilização de usinas solares flutuantes para operação coordenada com centrais hidrelétricas: estudo de caso das hidrelétricas da bacia do rio São Francisco. 2018.

TABOADA, M. E. et al. Solar water heating system and photovoltaic floating cover to reduce evaporation: Experimental results and modeling. *Renewable energy*, v. 105, p. 601-615, 2017.

XI YAO, *Evaporation Reduction by Suspended and Floating Covers: Overview, Modelling and Efficiency*. 2010.

ZERO HORA, Passo Real o maior lago artificial do rio grande do sul. 2018. Acesso em 2019. <<https://gauchazh.clicrbs.com.br/ambiente/noticia/2018/08/fotos-passo-real-o-maior-lago-artificial-do-rs-cjkyabqzb02g901n02xmjfshu.html>>

WEG, INVERSOR CENTRAL SIW700 <https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Drives/Inversores-Solares-Fotovoltaicos/Inversor-Central-SIW700/Inversor-Central-SIW700/p/MKT_WDC_BRAZIL_SOLARINVERTER_SIW700>, 2019. Acesso em 2019.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Quadro com estimativas de custos dos componentes dimensionados

Quadro A1 – Custos dos componentes dimensionados para Usina de 1MW

COMPONENTE	CUSTO UNITÁRIO	QUANTIDADE	CUSTO ESTIMADO
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	R\$ 575,00	3030	R\$ 1.742.250,00
INVERSOR *	R\$ 1.200.000,00	1	R\$ 1.200.000,00
FLUTUADORES *	R\$ 105,00	3030	R\$ 318.150,00
ANCORAGEM *	R\$ 4.000,00	4	R\$ 16.000,00
* Itens cujo custo é estimado, pois não foi garantido pelo fornecedor			

Fonte: Própria.