

Universidade Federal de Itajubá
Programa de Pós-graduação em Engenharia de Energia

Naidion Motta Silvério

**Utilização de usinas solares flutuantes para
operação coordenada com centrais hidrelétricas:
estudo de caso das hidrelétricas da bacia do rio
São Francisco**

Itajubá

2018

Naidion Motta Silvério

**Utilização de usinas solares flutuantes para operação
coordenada com centrais hidrelétricas: estudo de caso
das hidrelétricas da bacia do rio São Francisco**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Energia como parte dos requisitos para obtenção do **Título de Mestre em Ciências em Engenharia de Energia.**

Universidade Federal de Itajubá

Instituto de Recursos Naturais

Programa de pós-graduação em Engenharia de Energia

Orientador: Regina Mambeli Barros

Coorientador: Geraldo Lúcio Tiago Filho

Itajubá

2018

Naidion Motta Silvério

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

131 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Regina Mambeli Barros

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá

Instituto de Recursos Naturais

Programa de pós-graduação em Engenharia de Energia, 2018.

1. operação Hidro/PV coordenada. 2. usinas solares flutuantes. 3. usina híbrida. I. Regina Mambeli Barros. II. Universidade Federal de Itajubá. III. Instituto de Recursos Naturais. IV. Utilização de usinas solares flutuantes para operação coordenada com centrais hidrelétricas: estudo de caso das hidrelétricas da bacia do rio São Francisco

Naidion Motta Silvério

Utilização de usinas solares flutuantes para operação coordenada com centrais hidrelétricas: estudo de caso das hidrelétricas da bacia do rio São Francisco

Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Energia como parte dos requisitos para obtenção do **Título de Mestre em Ciências em Engenharia de Energia**.

Trabalho aprovado. Itajubá, 19 de Fevereiro de 2017:

Regina Mambeli Barros
Orientador

Geraldo Lúcio Tiago Filho
Coorientador

Arcilan Trevenzoli Assireu
Convidado 1

Miguel Redón-Santafé
Convidado 2

Itajubá
2018

*Este trabalho é dedicado às crianças adultas que,
quando pequenas, sonharam em se tornar cientistas.*

Agradecimentos

A Deus Pai, Filho e Espírito Santo, o Criador de todas as coisas.

A minha família, em especial a minha esposa Tácia Pires de Figueiredo, que me incentivou ao longo destes dois anos, compreendendo os finais de semana e feriados em que tive que me ausentar para dedicar ao trabalho e que me ajudou de todas as formas desde o início desta jornada e sem a qual eu não conseguiria chegar até aqui. Aos meus pais, Maria Aparecida e Leonel pelo apoio incondicional de sempre e por me ensinarem a ter força e fé para superar os momentos difíceis. Aos meus irmãos, em especial, minha irmã Janaina pelo carinho e pelas orações.

Ao meu grande amigo e professor Victor Valério pelas longas conversas que tivemos e aprendizados que recebi durante a elaboração deste trabalho. Ao professor Miguel Redón-Santafé, da Universidade Politécnica de Valência, pelos ensinamentos inestimáveis e pelas preciosas horas de trabalho que perdeu para tirar minhas dúvidas e para debatermos a respeito do trabalho.

Aos professores e orientadores Regina Mambeli Barros e Geraldo Lúcio Tiago Filho pela orientação, paciência, tempo dedicado e confiança depositada em mim ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

A todos os professores, funcionários, bolsistas e colegas de mestrado/doutorado dos programas de Engenharia da Energia, Engenharia Elétrica e Engenharia de Produção da UNIFEI pelo convívio e companheirismo dentro e fora da universidade.

A CAPES pelo suporte financeiro e a UNIFEI, escola que me acolheu desde à graduação e pela qual tenho enorme carinho e respeito. Por fim, mas não menos importante, ao colégio Laser de São Lourenço, em especial aos professores Antônio Márcio (Tarta), Vagner Macedo, Margareth, Vagner Valério e Ewerson e aos grandes amigos que lá fiz, Douglas, Antonio, Alex, Phelipe Eduardo e Gabriel que sempre acreditaram em mim e foram essenciais para eu realizar o sonho de me tornar engenheiro.

Resumo

Nos últimos anos, o setor elétrico brasileiro tem observado uma queda acentuada da produção hidrelétrica e um aumento da dependência da complementação das usinas termelétricas para garantir o fornecimento de energia. Isso tem acarretado, principalmente, o aumento das emissões de gases de efeito estufa, o que tem agravado as alterações climáticas e prejudicado os regimes de chuvas em diversas regiões do país, além de ter elevado o custo da energia. A utilização de usinas PV flutuantes operando de maneira coordenada com usinas hidrelétricas, pode estabelecer uma compensação mútua entre estas fontes capaz de substituir boa parte da energia proveniente das termelétricas e diminuir a dependência das mesmas para complementação das hidrelétricas. Nesse trabalho será apresentado um procedimento para dimensionamento técnico e econômico de usinas PV flutuantes para operação coordenada com hidrelétricas. Tal dimensionamento envolve desde a inclinação ótima dos flutuadores até as redes coletoras que levarão a energia PV para a subestação da hidrelétrica. Além disso, um método para modelar a energia PV como uma vazão equivalente adicional à vazão natural ao empreendimento hidrelétrico também é apresentado, a fim de considerar a energia PV nos algoritmos de otimização do sistema elétrico existentes. O estudo de caso foi realizado nas hidrelétricas da Bacia do rio São Francisco onde tem-se observado a intensificação das secas e o aumento do acionamento das térmicas. Os resultados do dimensionamento otimizado apontam que ângulos de inclinação dos painéis PV em torno de 3° são capazes de gerar energia ao menor custo (variando de R\$ 298,00/MWh a R\$ 312,00/MWh em função da localidade geográfica do reservatório). Do ponto de vista energético, o ganho médio de energia gerada pela usina hidrelétrica após a compensação da PV flutuante foi de 76% enquanto o fator de capacidade aumentou em média 17,3%. Em termos de vazão equivalente, a fonte PV apresentou um perfil sazonal complementar à vazão natural do rio, superando-a, em algumas hidrelétricas, no período seco o que evidencia a capacidade da operação coordenada proposta de substituir boa parte da geração termelétrica no Brasil.

Palavras-chave: Operação Hidro/PV coordenada; usina híbrida fotovoltaica-hidrelétrica; usinas solares flutuantes; usina hidrelétrica solar.

Abstract

In recent years, the Brazilian electricity sector has seen a considerable reduction in hydroelectric production and an increase in dependence on the complementation of thermoelectric power plants to guarantee the energy supply. This has led to an increase in greenhouse gas emissions, which has aggravated climate change and modified rainfall regimes in several regions of the country and has increased the cost of energy. The use of floating PV plants operating in a coordinated way with hydroelectric plants can establish a mutual compensation between these sources, which can replace a large part of the energy that comes from the thermal source, thereby reducing the dependence on thermoelectric energy for hydropower complementation. Thus, this paper presents a procedure for technical and economically sizing the floating PV plants for coordinated operation with hydroelectric plants. Such a procedure involves an optimum tilt angle of the PV panels of the internal lines that lead PV energy to the hydroelectric substation. In addition, a procedure to model PV energy as an additional equivalent inflow to the hydroelectric reservoir is also presented for considering PV energy in current optimization algorithms of power system. The case study was performed for the hydroelectric plants of the São Francisco River basin, where there has been an intensification of droughts and an increase in the dependence of thermoelectric energy for hydropower complementation. The results of the optimized design show that a tilt of the PV panels of approximately 3° can generate energy at the lowest cost (from R\$298.00/MWh to R\$312.00/MWh, depending on the geographical location of the reservoir). From the energy perspective, the average energy gain generated by the hydroelectric plant after the compensation of the floating PV was 76%, whereas the capacity factor increased by 17.3% on average. In terms of equivalent inflow, the PV source presented a seasonal profile that was complementary to the natural inflow of the river, surpassing it in some hydroelectric plants in the dry period and showing the capacity of the proposed coordinated operation to replace much of the thermoelectric generation in Brazil.

Keywords: Hydro/PV coordinated operation; Hybrid PV hydroelectric power plant; Floating PV power plant; Solar hydroelectric power plant.

Lista de ilustrações

Figura 1.1 – Classificação da pesquisa científica	31
Figura 2.1 – Esquema básico de uma USF	34
Figura 2.2 – Balanço hidro-energético: a) reservatórios sem USF e b) com USF . . .	34
Figura 2.3 – Sistema Floatovoltaic® da TTIs instalado na vinícola Far Niente . . .	35
Figura 2.4 – Plataforma flutuante instalada em Bulbano, Itália	36
Figura 2.5 – Estrutura flutuante desenvolvida para o projeto de Negret, Espanha . .	37
Figura 2.6 – Estrutura flutuante desenvolvida pela Ciel & Terre	37
Figura 2.7 – Estruturas flutuante com suporte de aço	38
Figura 2.8 – Estruturas flutuante com suporte de polietileno	38
Figura 2.9 – Estruturas flutuante com suporte feito de materiais compósitos reforça- dos com fibra (FRP)	39
Figura 2.10–Floating Tracker Cooling Concentrator, instalação construída na Itália	40
Figura 2.11–Sistema flutuante com rastreamento instalado na barragem de Hapcheon	40
Figura 2.12–Esquema de um sistema fotovoltaico flutuante de filmes finos	41
Figura 2.13–Esquema do sistema Sundry hexagonal de 2 MWp com 4200 painéis de 560W	42
Figura 3.1 – (a) Representação da trajetória aparente do sol ao longo do ano. (b) Altitude solar γ_s em função do ângulo de desvio azimutal solar ψ durante o ano	45
Figura 3.2 – Posição de um painel PV em relação ao sol, descrito por sua inclinação α , ângulo azimutal ψ , e ângulo de incidência solar θ_s	46
Figura 3.3 – Orientação dos eixos principais de um reservatório	47
Figura 3.4 – Representação das fileiras adjacentes e das medidas	47
Figura 3.5 – Variação do fator k_S em função da latitude	48
Figura 3.6 – Escoamento e força resultante em um módulo PV inclinado pela ação do vento incidindo em diferentes direções	49
Figura 3.7 – Esforços em um módulo PV pela ação do vento em função do ângulo de inclinação	50
Figura 3.8 – Modelos dos flutuadores: a) Isifloating® e b)Hydrelío®	51
Figura 3.9 – Influência da deposição de poeira na redução da transmitância do vidro	52
Figura 3.10–Relação entre a inclinação e o acúmulo de poeira	52
Figura 3.11–Densidade de energia calculada considerando e sem considerar as perdas por acúmulo de poeira	53
Figura 3.12–Tela <i>Unlimited sheds</i>	55
Figura 3.13–Carta de trajetória solar com efeito de sombreamento entre fileiras . . .	57
Figura 3.14–Demonstração da obtenção do Utilization Factor	57

Figura 3.15–Gráfico de otimização	58
Figura 3.16–Componenetes da radiação solar em uma superfície inclinada	59
Figura 3.17–Tela de parametrização do albedo	60
Figura 3.18–Tela de parametrização do modelo térmico	61
Figura 3.19–Primeiro estágio de compensação da energia PV pela UHE	63
Figura 3.20–Segundo estágio de compensação PV pela UHE: verifica-se a eliminação em (a) da aleatoriedade e em (b) da intermitência.	64
Figura 3.21–Curva I-V para célula fotovoltaica ideal e real	66
Figura 3.22–Curva P-V para célula fotovoltaica ideal para 4 níveis de irradiação incidente	67
Figura 3.23–Influência da temperatura na curva P-V para célula fotovoltaica	68
Figura 3.24–Esquema da usina hidrelétrica reversível com bombeamento solar	71
Figura 3.25–Redes coletoras internas e subestação de alta tensão para um parque eólico de grande porte	72
Figura 4.1 – UHEs em cascata na bacia do rio São Francisco	73
Figura 4.2 – Dimensões do painel PV utilizado no estudo	74
Figura 4.3 – Curvas I-V e P-V para o painel utilizado no estudo	74
Figura 5.1 – Velocidades básicas adotadas no Brasil	79
Figura 5.2 – Vista superior e o corte do telhado com uma água em edificações de planta retangular	81
Figura 5.3 – Coeficientes de pressão externa para telhado com uma água em edifica- ções de planta retangular	81
Figura 5.4 – Parâmetros do modelo <i>Unlimited Sheds</i> disponível no software PVSyst®	83
Figura 5.5 – Dimensionamento do período do dia sem perdas por sombreamento mútuo no PVSyst®	83
Figura 5.6 – Esquema básico de redes coletoras para USF em hidrelétricas	86
Figura 6.1 – Resultados de geração em relação à garantia física e índice de ociosidade ($IOC_{(i)}$)para o ano de 2014	89
Figura 6.2 – Resultados de geração em relação à garantia física e índice de ociosidade ($IOC_{(i)}$)para o ano de 2015	90
Figura 6.3 – Resultados de geração em relação à garantia física e índice de ociosidade ($IOC_{(i)}$)para o ano de 2016	91
Figura 6.4 – Carta de trajetória solar (<i>Sun Paths</i>) para o reservatório da UHE Três Marias	94
Figura 6.5 – Carta de trajetória solar (<i>Sun Paths</i>) para o reservatório da UHE Xingó	95
Figura 6.6 – Gráfico do custo nivelado de energia em função da inclinação $LCOE(\alpha)$	96
Figura 6.7 – Gráfico da densidade de energia em função da inclinação α	96
Figura 6.8 – Força de arrasto causada pela vento em um painel PV em função de α	98
Figura 6.9 – Força horizontal em função do comprimento da plataforma flutuante	99

Figura 6.10–USF no reservatório da UHE Sobradinho	102
Figura 6.11–USF no reservatório da UHE Xingó	103
Figura 6.12–Energia anual gerada pela UHE e pela USF e fatores de capacidade (FC) da usina híbrida (Hidro/PV) e da UHE (Hidro)	104
Figura 6.13–Vazões natural, equivalente e total para cada UHE da bacia do rio São Francisco	106
Figura 6.14–Variação do LCOE em função do comprimento das redes coletoras . . .	107
Figura B.1–USF no reservatório da UHE Queimado	126
Figura B.2–USF no reservatório da UHE Retiro Baixo	127
Figura B.3–USF no reservatório da UHE Três Marias	128
Figura B.4–USF no reservatório da UHE Sobradinho	129
Figura B.5–USF no reservatório da UHE Itaparica	130
Figura B.6–USF no reservatório da UHE Xingó	131

Lista de tabelas

Tabela 4.1 – Principais dados das hidrelétricas analisadas	73
Tabela 4.2 – Dados econômicos utilizados	75
Tabela 4.3 – Custos da USF em função do ângulo de inclinação	75
Tabela 5.1 – Coeficientes de cor e rugosidade para corpos d’água	84
Tabela 6.1 – Albedo da água em função da altura solar γ_s	90
Tabela 6.2 – Resumo das simulações para os diferentes valores de α na UHE de Três Marias	93
Tabela 6.3 – Resumo das simulações para os diferentes valores de α na UHE Xingó .	94
Tabela 6.4 – Parâmetros para o cálculo das forças causadas pelo vento	97
Tabela 6.5 – Potências de pico e áreas ocupadas pelas USFs	100
Tabela A.1 – Resumo das simulações para os diferentes valores de α na UHE de Queimado	121
Tabela A.2 – Resumo das simulações para os diferentes valores de α na UHE Retiro Baixo	121
Tabela A.3 – Resumo das simulações para os diferentes valores de α na UHE Sobradinho	122
Tabela A.4 – Resumo das simulações para os diferentes valores de α na UHE Itaparica	122
Tabela A.5 – Resumo das simulações para os diferentes valores de α na UHE Complexo Paulo Afonso e Apolônio Sales	123

Lista de abreviaturas e siglas

USF	Usina solar flutuante
UHE	Usina hidrelétrica
UTE	Usina termoelétrica
PV	Solar fotovoltaica
ONS	Operador nacional do sistema
FRP	Materiais compósitos reforçados com fibra
MWm	Megawatt médio
MWh	Megawatt hora
UF	Fator de utilização do terreno (<i>Utilization Factor</i>)
FC	Fator de capacidade

Lista de símbolos

α	ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos
γ_s	ângulo de altura solar
ψ	desvio azimutal angular
θ_s	ângulo de incidência solar em relação à reta normal à superfície do painel PV
d_s	distância entre fileiras consecutivas de painéis
k_s	fator multiplicativo para obtenção da distância de sombra
h_s	altura do painel em relação ao flutuador
l	comprimento do painel PV utilizado no estudo
l'	largura do painel PV utilizado no estudo
θ	ângulo limite de sombreamento
U_c	Componente constante do fator de perda térmico
$IOC_{(i)}$	Índice de ociosidade de usinas hidrelétricas

Sumário

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	Considerações iniciais e justificativa	27
1.2	Objetivos	30
1.2.1	Objetivo geral	30
1.2.2	Objetivos específicos	30
1.3	Classificação do método de pesquisa	31
1.4	Estrutura do Trabalho	31
2	TECNOLOGIA PV FLUTUANTE	33
2.1	Componentes básicos e balanço energético de USFs	33
2.2	Principais projetos de USFs desenvolvidos de 2007-2016	34
2.2.1	Projetos de USFs de 2007 a 2013	35
2.2.2	Projetos de USFs de 2007 a 2016	36
2.2.3	Projetos PV flutuantes com concentrador solar e sistema de rastreamento	39
2.2.4	Projetos PV flutuantes offshore	40
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	43
3.1	Análise da ociosidade de usinas hidrelétricas	43
3.2	Orientação ótima dos painéis PV de uma USF	44
3.2.1	Influência do ângulo de inclinação e orientação azimutal na irradiação coletada	44
3.2.2	Influência do ângulo de inclinação no sombreamento mútuo entre fileiras	46
3.2.3	Influência do ângulo de inclinação nas ações do vento sobre instalações PV	49
3.2.4	Influência do ângulo de inclinação nas perdas por acúmulo de poeira em painéis PV	51
3.2.5	Influência do ângulo de inclinação no custo da energia	53
3.3	Simulação computacional com o software PVSyst®	54
3.3.1	Modelo de sombreamento mútuo entre fileiras de painéis PV	55
3.3.2	Albedo da água	59
3.3.3	Modelo de resfriamento natural dos painéis pelo vento	60
3.4	Limitação da potência de pico da USF para operação complementar com a UHE	62
3.4.1	Compensação da instabilidade da energia PV pela UHE	63
3.4.2	Compensação da queda de produção da UHE pela energia incremental da usina PV	63
3.5	Aumento da eficiência dos painéis PV pelo efeito de arrefecimento	65
3.5.1	Influência da temperatura na eficiência do módulo PV	65

3.5.2	Comparação entre USFs e usinas PV terrestres (estudos de caso)	69
3.6	Modelagem da energia PV como vazão equivalente à usina híbrida	70
3.7	Redes coletoras para interligação à subestação principal	71
4	MATERIAIS	73
4.1	Usinas hidrelétricas analisadas	73
4.2	Painel PV utilizado no estudo	74
4.3	Dados econômicos	75
4.4	Dados meteorológicos para as simulações computacionais	75
4.4.1	Dados de irradiação solar para a simulação	75
4.4.2	Dados de temperatura e velocidade do vento	76
5	METODOLOGIA	77
5.1	Método para análise da ociosidade de usinas hidrelétricas	77
5.2	Método para orientação ótima dos painéis PV em USFs	78
5.2.1	Método para avaliação da influência da inclinação dos módulos PV no custo da energia	78
5.2.2	Método para definição das restrições ao ângulo de inclinação (poeira e ação do vento)	78
5.2.2.1	Inclinação mínima para reduzir as perdas por acúmulo de poeira	78
5.2.2.2	Inclinação máxima para limitação dos esforços do vento	79
5.3	Métodos para configuração da simulação computacional	82
5.3.1	Modelo de simulação utilizado	82
5.3.2	Método para determinação do albedo da água	84
5.3.3	Método para determinação do resfriamento natural do vento	84
5.4	Método para limitação da potência de pico PV para operação coordenada com a UHE	84
5.5	Método para determinação do ganho de eficiência dos painéis PV pelo efeito de arrefecimento da água	85
5.6	Método para modelagem da energia PV como vazão equivalente à usina híbrida	85
5.7	Critério de especificação das redes coletoras internas para interligação com a subestação principal	86
6	RESULTADOS E DISCUSSÃO	89
6.1	Ociosidade das UHEs do rio São Francisco	89
6.2	Parâmetros da simulação computacional	90
6.2.1	Albedo da água	90
6.2.2	Resfriamento natural e perdas por acúmulo de poeira	91
6.2.2.1	Resfriamento natural do vento	91

6.2.2.2	Perdas por acúmulo de poeira	92
6.3	Resultados da simulação computacional	92
6.4	Otimização do ângulo de inclinação dos painéis PV	95
6.4.1	Avaliação da influência da inclinação dos painéis PV no LCOE	95
6.4.2	Restrição do ângulo de inclinação devido ao acúmulo de poeira	97
6.4.3	Restrições do ângulo de inclinação devido à ação do vento	97
6.4.4	Determinação do ângulo de inclinação ótimo	99
6.5	Operação coordenada Hidro/PV	100
6.5.1	Determinação da potência máxima para operação coordenada da USF com a UHE (Hidro/PV)	100
6.5.2	Estimativas de geração PV e da usina híbrida (Hidro/PV)	102
6.5.3	Vazão equivalente da USF	104
6.6	Impacto do custo das redes coletoras no LCOE	107
7	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	109
7.1	Considerações finais	109
7.2	Recomendações para trabalhos futuros	111
	REFERÊNCIAS	113
	APÊNDICES	119
	APÊNDICE A – TABELAS COM RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DAS USFS PARA OS RESERVATÓRIOS DAS UHES DA BACIA DO RIO SÃO FRANCISCO	121
	APÊNDICE B – IMAGENS DE SATÉLITE DOS RESERVATÓRIOS COM INDICAÇÃO DA USF	125

1 Introdução

1.1 Considerações iniciais e justificativa

Em 2001, o Brasil enfrentou uma crise de abastecimento de energia causada pelas inconsistências e deficiências na regulamentação do modelo do setor elétrico que entrava em vigência, as quais resultaram, principalmente, no desequilíbrio entre oferta e demanda, ocasionadas por atrasos de geração programada, combinado com uma inesperada crise hidrológica (KELMAN, 2001). A partir de então, com objetivo de evitar novas crises, o governo realizou reformulações no setor elétrico buscando aumentar os padrões de segurança energética. Tais reformulações foram pautadas na expansão da capacidade de geração, partindo do pressuposto de que o aumento da oferta de energia evitaria novas crises (BAJAY, 2006).

A expansão da capacidade de geração concentrou-se no grande potencial hidrelétrico disponível na região amazônica (PRADO et al., 2016). Além disso, para garantir a segurança energética e compensar a falta de geração hidrelétrica, principalmente nos períodos seco e de pico do sistema elétrico, optou-se pela expansão do parque de usinas térmicas (UTES), facilitadas por um processo de licenciamento ambiental mais brando em comparação com as usinas hidrelétricas (UHEs) (LAMPREIA et al., 2011). Em 2017, segundo (ANEEL, 2017) essas duas fontes compõe cerca de 91 % do parque gerador. As hidrelétricas (com baixas emissões e menor custo) representavam 64.3%, enquanto as termelétricas (com altas emissões e maior custo) 26.6%.

No entanto, o aumento da capacidade de geração, quase sempre, impacta de forma negativa o meio ambiente e contribui para alterações climáticas, sobretudo, devido à emissão direta ou indireta de gases de efeito estufa. A questão da imprevisibilidade do clima vem ganhando cada vez mais importância devido ao aquecimento global e seus impactos na temperatura média do planeta, os quais levarão a mudanças na pressão atmosférica e no regime dos ventos. Por estas razões, modificações nos padrões de precipitação também devem ser esperados (SOITO; FREITAS, 2011). Na referência (LUCENA et al., 2009) são utilizadas as projeções de longo prazo do IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) para analisar o efeito que as alterações climáticas globais acarretarão nos climas regionais. Os resultados apontam que haverá significativas mudanças em algumas regiões brasileiras, principalmente no Nordeste.

Portanto, se por um lado o aumento da oferta reduz o risco de uma nova crise, por outro, implica em um aumento das emissões e conseqüentemente contribui para a redução da oferta futura dos recursos naturais. A consolidação deste prognóstico vem

sendo observada desde 2012, período no qual os balanços energéticos anuais (EPE, 2017) apresentaram uma redução significativa da participação das hidrelétricas e um aumento gradativo da participação das térmicas no fornecimento de energia elétrica. Prado et al. (2016) explica que essa tendência faz parte de um ciclo vicioso que cada vez mais aumenta as emissões, acelera as alterações climáticas, reduz a produção hidrelétrica, aumenta a dependência das térmicas e eleva o custo da energia.

Portanto, a expansão excessiva da fonte hidrelétrica, políticas de segurança energética não condizentes com as recorrentes alterações climáticas e a opção por fontes complementares que contribuam para o agravamento do aquecimento global representam grande risco para o setor energético do país e para o equilíbrio entre desenvolvimento e conservação ambiental. No Brasil, assim como em outros países, garantir a segurança energética considerando fatores como a confiabilidade, impactos ambientais e climáticos e a modicidade tarifária são os grandes desafios para um futuro sustentável (SOITO; FREITAS, 2011).

Assim, torna-se evidente a necessidade de pesquisar fontes de energia mais baratas e menos poluentes capazes de reduzir a dependência das termelétricas para complementação das hidrelétricas. Dentre elas, o uso da energia solar fotovoltaica (PV) se apresenta como importante alternativa tanto pela perspectiva ambiental, devido às baixas emissões (SILVEIRA; TUNA; LAMAS, 2013), quanto pelo potencial de redução dos custos da tecnologia nos próximos anos (ENERGIEWENDE, 2015). Aliado a esses fatores, deve-se destacar a enorme disponibilidade do recurso solar cujos montantes anuais de irradiação global horizontal em qualquer região brasileira ($1500 - 2500\text{kWh}/m^2$) são maiores do que aqueles encontrados na maioria dos países europeus, como a Alemanha ($900-1250\text{kWh}/m^2$), França ($900-1650\text{kWh}/m^2$) e Espanha ($1200-1850\text{kWh}/m^2$), onde projetos para aproveitamento do recurso solar são muito difundidos, alguns com enormes incentivos do governo (MARTINS et al., 2008).

No entanto, para substituir parte da geração térmica serão necessários grandes sistemas PV centralizados, os quais podem causar impactos adversos no sistema elétrico devido à baixa qualidade da energia PV, consequência da aleatoriedade e intermitência do recurso solar. Essa característica dificulta a penetração de grandes usinas PV centralizadas no sistema elétrico, pelo risco a estabilidade operativa do mesmo e pelos altos investimentos em reserva girante que esta fonte demanda (FANG et al., 2017). Além disso, em sistemas interligados, quando o mercado local não consome toda geração, esta é transmitida para mercados remotos, para tanto, é essencial uma fonte de energia estável para evitar mudanças bruscas no fluxo de potência e flutuações de tensão. Portanto, para geração PV em grande escala, é de extrema importância o aprimoramento da qualidade de sua energia.

De acordo com An et al. (2015) a operação coordenada de uma usina PV com uma UHE (ligadas ao sistema elétrico através do mesmo ponto de conexão) pode aproveitar a

capacidade das hidrelétricas de responderem rapidamente às flutuações da energia PV, compensando a instabilidade da mesma em tempo real e permitindo sua inserção em larga escala no sistema elétrico. Por outro lado, a energia PV pode complementar a geração hidrelétrica em períodos secos, além de aumentar a capacidade de atendimento à demanda de pico diária do sistema elétrico.

Para ser possível a operação coordenada proposta anteriormente, a usina PV tem de estar fisicamente próxima à UHE para que ambas sejam despachadas a partir da mesma subestação (AN et al., 2015) e para reduzir as perturbações nos reguladores de velocidade e frequência dos geradores hidrelétricos que seriam agravadas pela maior variabilidade da energia PV gerada em diferentes regiões geográficas (RAMOS et al., 2015). Esta exigência de proximidade torna as usinas solares flutuantes (USF) opções interessantes em relação às usinas em terra devido à possibilidade de ocupar o grande espaço disponível sob a superfície dos lagos das hidrelétricas (CHOI, 2014) ao invés das áreas próximas aos reservatórios onde desenvolvem-se outras atividades (lazer, turismo, etc) (ANA, 2005) e que geralmente têm relevo desfavorável para a construção de grandes áreas planas (na ordem de km^2) com painéis PV.

Tendo em vista o estágio pré-maturo da tecnologia solar flutuante e a ausência de trabalhos que tratem dos diversos aspectos envolvidos na análise de viabilidade desta tecnologia, este trabalho apresenta um procedimento para dimensionar técnico e economicamente o potencial de utilização das USFs para operação coordenada com UHEs. Tal dimensionamento envolve desde a inclinação ótima dos flutuadores até as redes coletoras que conduzirão a energia PV até a subestação da hidrelétrica. Para considerar as diversas perdas associadas a grandes sistemas fotovoltaicos, os cálculos foram realizados com auxílio do software PV Syst® e os modelos e parâmetros utilizados para adaptar a simulação disponível às condições da USF também são apresentados. Além disso, como a operação e o planejamento do sistema elétrico brasileiro é realizado com algoritmos de otimização cujos principais dados de entrada são as previsões de vazão dos rios, a energia PV foi modelada como uma vazão equivalente adicional à vazão natural do rio, o que permite considerar a energia PV nos programas utilizados pelo operador nacional do sistema (ONS) para programação do despacho ótimo, bem como analisar os possíveis ganhos econômicos e ambientais da substituição das UTEs pelas USFs. O estudo de caso foi realizado nas UHEs da Bacia do rio São Francisco, segunda mais importante do país e com a maior parte de sua extensão localizada numa região extremamente vulnerável às alterações climáticas onde tem-se observado a intensificação das secas e o aumento do acionamento das térmicas (ANDRADE et al., 2012).

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Contribuir para o desenvolvimento de novas formas de geração de energia elétrica que reduzam a dependência da geração térmica para complementação da geração hidrelétrica, otimizando os recursos naturais e de infraestrutura disponíveis, através da estruturação de um procedimento para dimensionamento do potencial de utilização de USFs para operação coordenada com UHEs considerando de maneira conjunta os aspectos técnicos, econômicos e ambientais.

1.2.2 Objetivos específicos

- Avaliar o perfil de geração das UHEs da bacia do rio São Francisco nos últimos três anos para investigar possíveis déficits de geração do conjunto de usinas, bem como mensurar o percentual de ociosidade individual das mesmas;
- Adaptar os parâmetros de simulação de uma usina PV em solo do *software* PV Syst® para as condições de uma usina PV instalada sobre a superfície do reservatório de uma UHE;
- Estruturar um método para determinação do ângulo de inclinação ótimo dos painéis PV considerando de maneira conjunta os vários fatores que são influenciados pela variação da inclinação dos módulos PV, bem como as restrições técnicas impostas por fatores ambientais (acúmulo de poeira e vento);
- Determinar a limitação da potência de pico máxima da USFs para operação coordenada com UHEs, tendo em vista que a capacidade das UHEs de compensar a instabilidade da energia PV é limitada;
- Avaliar os ganhos de produção energéticos obtidos com a operação coordenada e compará-los com a produção da central hidrelétrica sem a operação coordenada;
- Estruturar um método para conversão da energia PV em vazão equivalente adicional à vazão natural do rio para permitir sua incorporação aos algoritmos de programação dos despacho ótimo do sistema elétrico;
- Determinação dos arranjos elétricos das redes internas coletoras que serão responsáveis por levar a energia proveniente das USFs até a subestação da hidrelétrica para atendimento à condição de operação coordenada. Avaliar o impacto das mesmas no custo da energia gerada pela USF.

1.3 Classificação do método de pesquisa

Marconi e Lakatos (2006) definem a metodologia científica como o conhecimento e as habilidades que o pesquisador necessita para se orientar no processo de investigação, além de tomar decisões e selecionar conceitos, técnicas e hipóteses adequados. A metodologia também auxilia em todas etapas da pesquisa científica, desde a determinação do tipo da pesquisa e do escopo, até a definição de dados e informações que serão interpretados. Portanto, existem diversos tipos de metodologia, com o intuito de satisfazer pesquisas de características diversas.

A pesquisa objeto de estudo deste trabalho se enquadra na classificação ilustrada pela Figura 1.1 e pode ser definida como de natureza aplicada – visto que, possui objeto de estudo real e prático – com objetivos, tanto explicativos, quanto normativos – dado que, em primeiro lugar, se buscará esclarecer as hipóteses que descrevem o tema para, então, testá-las com a finalidade de generalizar os resultados às conclusões – e abordagem quantitativa, na proporção em que se implementará o método de modelagem e simulação.

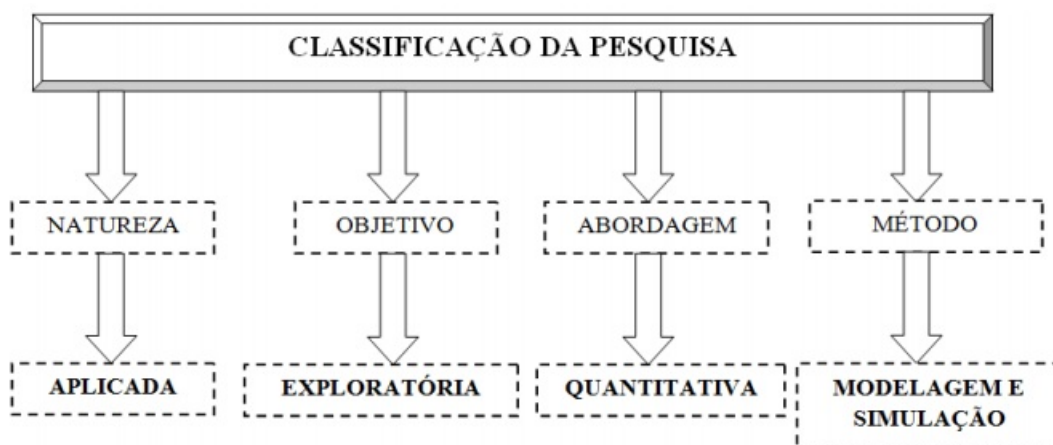


Figura 1.1 – Classificação da pesquisa científica

Fonte: Marconi e Lakatos (2006) adaptado

1.4 Estrutura do Trabalho

Este trabalho é dividido em sete capítulos da seguinte forma: O Capítulo 2, será dedicado a introduzir o leitor aos componentes básicos de uma usina solar flutuante, bem como demonstrar as diversas tecnologias empregadas em vários projetos desenvolvidos ao redor do mundo. No Capítulo 3, será apresentada toda a fundamentação teórica utilizada para embasar os vários aspectos envolvidos na metodologia de dimensionamento e análise energética de usinas PV flutuantes. No Capítulo 4, pode-se conhecer os dados técnicos, econômicos, geográficos e meteorológicos utilizados no estudo de caso realizado. No Capítulo

5, são apresentados os métodos utilizados para dimensionamento, análise energética e modelagem da usina solar flutuante como vazão equivalente ao aproveitamento hidrelétrico. No capítulo 6 é desenvolvido o estudo de caso, a partir do qual pode-se constatar os resultados obtidos com a aplicação dos métodos apresentados no capítulo 5, além disso discussões a respeito de cada resultado obtido também são realizadas. Por fim, no capítulo 7, apresenta-se as considerações finais e as recomendações para trabalhos futuros.

2 Tecnologia PV flutuante

A energia solar e a hidráulica são fontes consolidadas para geração de energia elétrica em todo o mundo, porém de maneira separada (GLASNOVIC; MARGETA, 2009). A proposta deste trabalho é combinar estas duas fontes e formar um sistema híbrido de geração através da operação coordenada de UHEs com USFs construídas sobre a superfície dos reservatórios hidrelétricos. Assim, pode-se obter uma compensação mútua entre estas fontes capaz de substituir boa parte da energia proveniente das termelétricas e diminuir a dependência das mesmas para complementação das hidrelétricas. Para tanto, será apresentado neste capítulo uma introdução à tecnologia PV flutuante, que tem o objetivo de familiarizar o leitor aos principais elementos que compõe uma USF, bem como proporcionar-lhe uma visão geral dos principais projetos desenvolvidos ao redor do mundo.

2.1 Componentes básicos e balanço energético de USFs

De acordo com Trapani e Santafé (2014) a tecnologia PV flutuante teve seu desenvolvimento iniciado em países onde há escassez de áreas disponíveis para construção de usinas PV em solo, devido à necessidade de utilização das terras para outras atividades produtivas (agricultura, pecuária, etc). Dessa forma, foram realizados estudos com o objetivo de aproveitar a superfície da água de açudes, lagos e reservatórios de abastecimento para geração de energia elétrica.

Choi (2014) apresenta como seguintes elementos básicos de uma usina solar flutuante:

- Plataformas flutuantes: responsáveis pela flutuação e estabilidade dos painéis PV, cabos elétricos, passarela de manutenção e, eventualmente, as estações de transformação elétrica;
- Painéis PV convencionais: responsáveis pela captação da irradiação solar e sua transformação em energia elétrica;
- Sistema de ancoragem: responsável pela fixação da plataforma flutuante às margens ou ao fundo do reservatório. É o elemento que resiste aos esforços causados na plataforma por ações do vento e também permite que a mesma se adapte às variações do nível de água ao qual o corpo d'água é submetido;
- Cabos elétricos: responsável por conduzir a energia gerada até os demais equipamentos necessários para conexão à rede, tais como inversores, string box e subestação elevadora, os quais são instalados em terra conforme Figura 2.1.

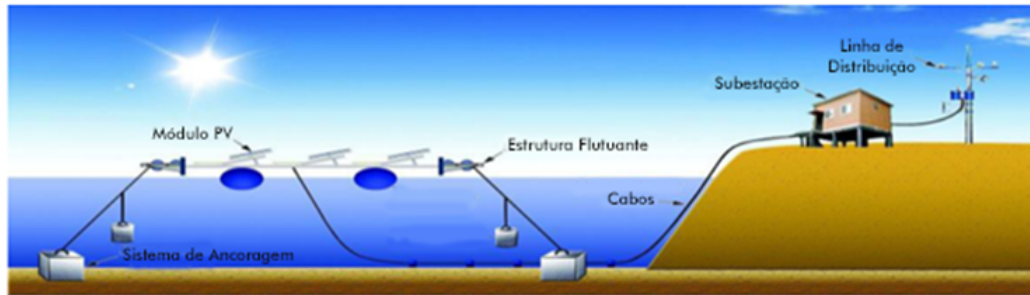


Figura 2.1 – Esquema básico de uma USF

Fonte: Choi (2014) adaptado

De acordo com Santafé et al. (2014), o principal objetivo da USF é melhorar o balanço hidroenergético dos reservatórios, tal como se observa na Figura 2.2, na qual são apresentadas as entradas e saídas de um reservatório sem a USF (Figura 2.2a) e com a USF (Figura 2.2b). Pode-se verificar que na Figura 2.2b, a radiação solar é interceptada pela instalação PV flutuante e aproveitada para geração de energia elétrica.



Figura 2.2 – Balanço hidro-energético: a) reservatórios sem USF e b) com USF

Fonte: Santafé et al. (2014) adaptado

2.2 Principais projetos de USFs desenvolvidos de 2007-2016

Atualmente, os projetos de sistemas PV flutuantes existentes incluem sistemas fotovoltaicos com instalações fixas (que buscam maximizar a área coberta do reservatório) e instalações com rastreamento solar (que buscam maximizar a energia coletada pelos painéis) (TRAPANI, 2014), além de sistemas com concentração da irradiação através de espelhos, estes últimos se beneficiam do resfriamento proporcionado pelo corpo de água para evitar o superaquecimento das células fotovoltaicas (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016).

O estágio prematuro desta tecnologia limita o número de projetos que foram desenvolvidos em todo o mundo bem como a literatura disponível a respeito (TRAPANI;

SANTAFÉ, 2014); (SANTAFÉ et al., 2014); (SACRAMENTO et al., 2015); (KIM et al., 2016); (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). Portanto, a visão geral que será apresentada a seguir terá como objetivo ilustrar cada um dos estudos de caso dos projetos existentes, bem como as variações de instalação e tecnológicas entre cada um deles.

2.2.1 Projetos de USFs de 2007 a 2013

Trapani e Santafé (2014) apresentaram uma linha do tempo com diversos sistemas de geração de energia solar flutuante que foram instalados de 2007 a 2013 em todo o mundo, os quais totalizaram 19 empreendimentos. Os painéis PV destes projetos foram montados em estruturas flutuantes rígidas, horizontais e inclinadas, as quais cobriram a superfície de reservatórios e lagos utilizados principalmente para fins de irrigação (motivados pelo aumento da demanda de eletricidade ocasionada pelos modernos sistemas de irrigação e agricultura).

O primeiro projeto de USF construído não apenas para pesquisa foi desenvolvido em 2008 na Califórnia, EUA pela SPG Solar visando aumentar a eficiência energética da vinícola Far Niente. Os painéis PV foram montados com uma inclinação ideal para a região em cima de pontões individuais interligados a uma estrutura de montagem com passarelas entre as filas e as laterais dos painéis, a fim de facilitar a limpeza e manutenção dos mesmos. Além do aumento da eficiência energética, este empreendimento também resultou na redução da evaporação de água do reservatório o que foi um ganho bastante positivo para o negócio agrícola. A Figura 2.3 apresenta a USF de Far Niente construída utilizando a tecnologia “Floatovoltaic” da Thompson Technology Industries (TTi’s) (TRAPANI; SANTAFÉ, 2014).

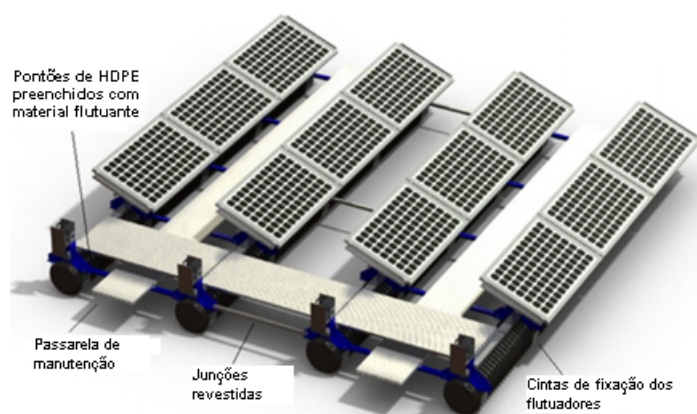


Figura 2.3 – Sistema Floatovoltaic® da TTI's instalado na vinícola Far Niente

Fonte: Trapani e Santafé (2014) adaptado

Um dos maiores projetos de sistemas flutuantes foi realizado em 2009 e está localizado em Bubano, Itália, com uma potência instalada de 500kWp. A estrutura

flutuante desta instalação é modular e mantida por um par cubos de polietileno oco, sobre os quais os suportes de aço inoxidável são apoiados para montagem e fixação de 4 painéis solares com um baixo ângulo de inclinação (TRAPANI; SANTAFÉ, 2014), conforme a Figura 2.4.

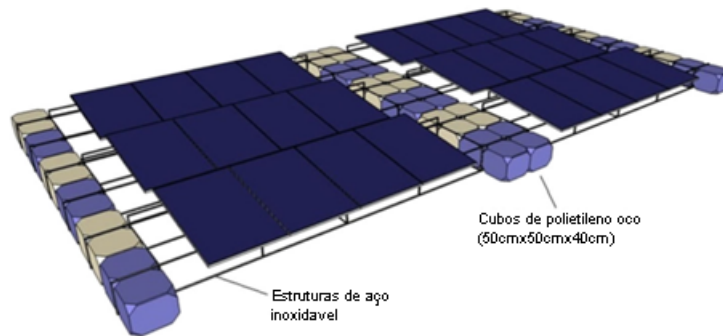


Figura 2.4 – Plataforma flutuante instalada em Bulbano, Itália

Fonte: Trapani e Santafé (2014) adaptado

Uma equipe de pesquisa formada pela Universidade Politécnica de Valência e pela empresa Celemin Energy, desenvolveu uma USF de 24kWp em um reservatório de tratamento de água em Negret, Espanha, em 2009, o qual foi expandida para 300kWp no ano seguinte devido ao bom desempenho. O conjunto é constituído por módulos flutuantes individuais, cada um deles contendo dois painéis, inclinados a 10° (orientação azimutal para o sul) e fabricados por rotomoldagem utilizando polietileno de densidade média. A base dos flutuadores é lisa e arredondada para proteger a geomembrana do reservatório, e a ligação entre eles é realizada através de pinos metálicos flexíveis capazes de se deformarem ao perfil côncavo dos reservatórios de maneira a se adaptarem às variações de nível do mesmo. A Figura 2.5 apresenta o módulo flutuante desenvolvido para este projeto (FERRER-GISBERT et al., 2013).

2.2.2 Projetos de USFs de 2007 a 2016

Sahu, Yadav e Sudhakar (2016) realizaram uma nova revisão dos projetos PV flutuantes ao redor do mundo e incluiu alguns novos empreendimentos na lista elaborada por Trapani e Santafé (2014), além de apresentar algumas novas tecnologias utilizadas nos mesmos. Recentemente, duas plantas com potência instalada superior a 1 MWp foram instaladas sobre as lagoas de Nishihira e Higashihira na cidade de Kato. As empresas responsáveis pela construção destes empreendimentos são a Kyocera Corporation e a Century Tokyo Leasing Corporation. O sistema flutuante utilizado foi o da fabricante Ciel & Terre, apresentado na Figura 2.6, que de acordo com a Kyocera Company, foi escolhido devido à robustez do polietileno de alta densidade utilizado para fabricação do sistema,



Figura 2.5 – Estrutura flutuante desenvolvida para o projeto de Negret, Espanha

Fonte: Ferrer-Gisbert et al. (2013)

o que confere segurança à instalação contra fenômenos naturais e sísmicos que ocorrem comumente na região.

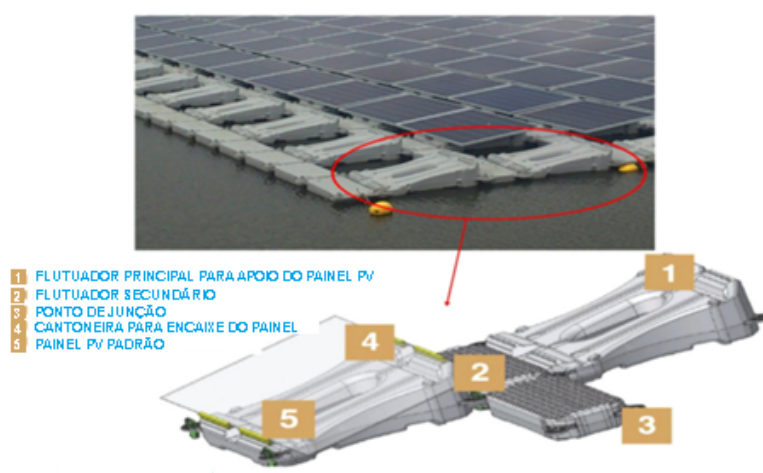


Figura 2.6 – Estrutura flutuante desenvolvida pela Ciel & Terre

Fonte: Sahu, Yadav e Sudhakar (2016) adaptado

Esta mesma tecnologia (Figura 2.6) foi utilizada no projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P & D), subsidiado pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), de duas USFs de 5 MWp nos reservatórios da UHE Balbina e UHE Sobradinho no Brasil. O estudo é coordenado pela Sunlution e pela WEG, ambas empresas brasileiras e as pesquisas sobre o grau de eficiência da interação de uma usina solar em conjunto com a operação de usinas hidrelétricas, produção e transporte de energia, instalação e fixação no fundo dos reservatórios, a complementariedade e o escoamento da energia gerada, serão realizados pela Universidade Federal do Amazonas (UFAM) e de Pernambuco (UFPE). A energia gerada pelas USFs irá complementar a base hidrelétrica das usinas, aproveitando a

estrutura de transmissão já instalada e otimizando os estudos sobre a operação de duas fontes diferentes de energia utilizando uma única infraestrutura (MME, 2016).

Kim et al. (2016) apresenta os projetos de USF desenvolvidos na Coreia do Sul no período de 2009 a 2014 os quais não foram inseridos nos estudos realizados em (TRAPANI; SANTAFÉ, 2014) e (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016), discutidos anteriormente. Entre 2009 e 2010, os projetos desenvolvidos na Coreia do Sul tinham fins de pesquisa e, portanto, não apresentavam potência instalada maior do que 5 kWp. As plataformas flutuantes utilizadas nestas pesquisas eram adaptações de pontões projetados para suportar outros equipamentos ao invés de painéis. Neste sentido, as pesquisas se nortearam pela busca de materiais para confecção da estrutura de fixação os quais apresentaram variações entre o aço (Figura 2.7), o polietileno (Figura 2.8) e materiais compósitos reforçados com fibra (FRP) Figura 2.9.



Figura 2.7 – Estruturas flutuante com suporte de aço

Fonte: Kim et al. (2016)



Figura 2.8 – Estruturas flutuante com suporte de polietileno

Fonte: Kim et al. (2016)



Figura 2.9 – Estruturas flutuante com suporte feito de materiais compósitos reforçados com fibra (FRP)

Fonte: Kim et al. (2016)

A partir de 2011, alguns projetos de USF (maior escala) foram instaladas pela Korea Water Resources Corporation (K-water), Korea Rural Community (KRC) Corporation, a Korea East-West Power (EWP) Corporation, e outras empresas. Na referência (KIM et al., 2016) estes projetos são apresentados em uma tabela resumo.

2.2.3 Projetos PV flutuantes com concentrador solar e sistema de rastreamento

Sahu, Yadav e Sudhakar (2016) apresentaram uma tecnologia que combina as vantagens do sistema PV flutuante com sistemas de rastreamento e concentrador solar, a qual foi denominada Floating Tracker Cooling Concentrator (FTCC). A FTCC é construída sobre uma plataforma flutuante que se movimenta na direção azimutal, a fim de rastrear o sol em diferentes momentos do dia e maximizar a coleta de energia pelos espelhos planos, responsáveis por concentrar a irradiação na superfície do módulo PV. Devido à proximidade com água, estes sistemas se beneficiam do efeito de arrefecimento por evaporação que permite a utilização dos espelhos concentradores. Além disso, as estruturas de alumínio conduzem a temperatura mais fria da água até os módulos fotovoltaicos, reduzindo sua temperatura de operação e aumentando o seu rendimento. O FTCC pode ser aplicado em bacias e lagos naturais e artificiais, a Figura 2.10 apresenta uma instalação na Itália na qual esta tecnologia foi aplicada.

Kim et al. (2016) também apresentou um projeto fotovoltaico com rastreamento solar (porém sem espelhos planos para concentração), desenvolvido pela K-water e financiado pelo governo coreano, instalado na barragem Hapcheon com capacidade de 100 kWp. Conforme a Figura 2.11, na concepção deste projeto, haviam quatro unidades flutuantes que totalizavam 24,8 kWp cada uma, além de uma unidade central na qual foi instalado o sistema de controle de rotação da planta e alguns equipamentos elétricos. Além do sistema de rastreamento (rotaciona a planta na direção azimutal), das quatro unidades



Figura 2.10 – Floating Tracker Cooling Concentrator, instalação construída na Itália

Fonte: ScienzaIndustriaTecnologia (2014)

flutuantes, uma contava com um sistema de controle passivo do ângulo de inclinação dos painéis, no qual as inclinações são pré-programadas de acordo com as alterações sazonais do movimento solar, enquanto, outra contava com um controle através de um sensor óptico, no qual a melhor inclinação é calculada com base na mediação em tempo real, as demais continham painéis com inclinações fixas.

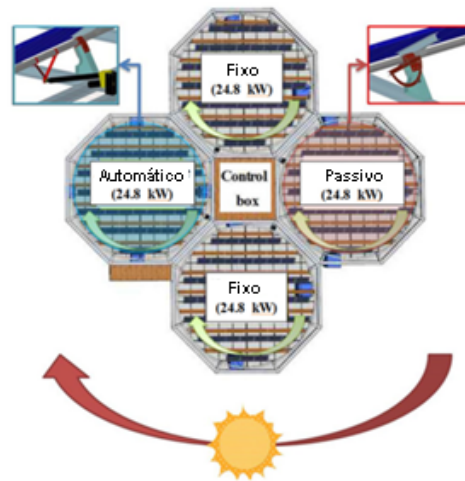


Figura 2.11 – Sistema flutuante com rastreamento instalado na barragem de Hapcheon

Fonte: Kim et al. (2016) adaptado

2.2.4 Projetos PV flutuantes offshore

Os projetos apresentados até este ponto são exclusivos de ambientes autônomos de água, tais como reservatórios, lagoas e pequenos lagos, nos quais a estrutura flutuante e sistema de ancoragem devem resistir, basicamente, aos esforços causados pelo escoamento do vento tanto nos componentes da planta (painéis PV e flutuadores) quanto no espelho d'água do reservatório (causando ondulações) (SANTAFÉ, 2011). No entanto, a construção de uma planta em um ambiente marinho, denominado offshore, envolve cargas adicionais, que devem ser suportadas pela estrutura, causadas pelas marés, ventos fortes e ondas.

Visando aproveitar a superfície do mar, Trapani e Millar (2014) propuseram a utilização de filmes finos flexíveis no lugar do conjunto de estruturas flutuantes e painéis rígidos pelo fato dos primeiros, ao invés de resistirem ao movimento da onda, como o fazem os segundos, conseguem se deformar e absorver parte dos esforços, reduzindo, dessa forma, as forças às quais ficam submetidos os sistemas de ancoragem (o que é um enorme problema na confiabilidade das estruturas offshore). Além disso, como não apresentam inclinação em relação à superfície da água, os esforços causados pelo escoamento do vento nos painéis finos são mínimos. A Figura 2.12 apresenta o esquema de uma sistema fotovoltaico flutuante flexível para aplicações offshore.

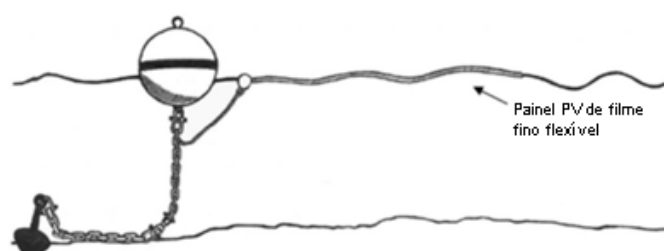


Figura 2.12 – Esquema de um sistema fotovoltaico flutuante de filmes finos

Fonte: Trapani e Millar (2014) adaptado

Outro conceito de utilização do filme fino para aplicações em ambiente marítimo é denominado SUNdy. O desenho estrutural desta tecnologia foi inspirado em uma teia de aranha e projetado para suportar as ondas, sendo estruturalmente forte e capaz de manter a sua forma. Toda a estrutura é fixada através de um sistema de ancoragem de fundo que é amarrada a cada um dos vértices do hexágono, conforme apresentado na Figura 2.13. Este arranjo consiste em uma série de painéis fotovoltaicos de filme fino conectados entre si e às linhas de barramento elétrico que atravessam os vértices da estrutura hexagonal. Os painéis são acoplados a uma superfície de espuma flexível que garante flutuabilidade e estrutura aos mesmos, além de conter em seu interior micro inversores trifásicos para conversão da energia. A conexão com a costa é realizada através de cabos submersíveis que chegam a um transformador colocado no centro da estrutura hexagonal pelo qual é escoada a energia gerada pelo sistema fotovoltaico (TRAPANI; SANTAFÉ, 2014).

Além da geração de energia, os benefícios mais comuns observados nos estudos de casos apresentados anteriormente foram: a redução na evaporação da água do reservatório; a diminuição do crescimento das algas (devido à redução da penetração da luz solar no corpo de água); e o aumento dos rendimentos elétricos dos painéis devido ao afeito de arrefecimento oferecido pela proximidade com a superfície da água. Como será demonstrado mais adiante, para o objetivo deste trabalho (utilização em reservatórios de UHEs), o benefício mais relevante (além da produção de energia elétrica) apresentado anteriormente é a melhoria do rendimento de conversão dos painéis fotovoltaicos causada pelo efeito de

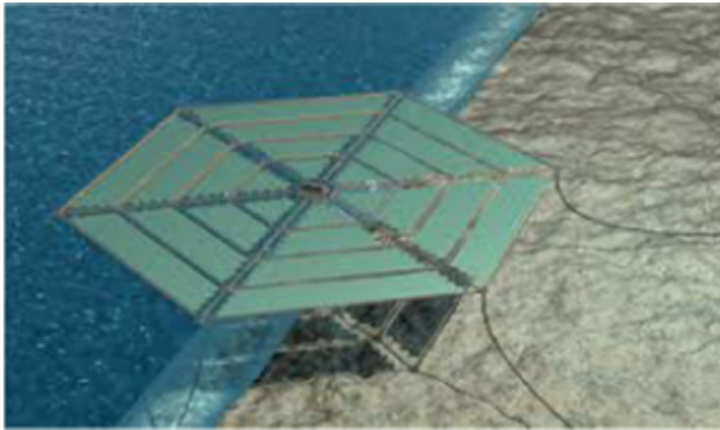


Figura 2.13 – Esquema do sistema Sundry hexagonal de 2 MWp com 4200 painéis de 560W

Fonte: Sahu, Yadav e Sudhakar (2016)

arrefecimento da água.

3 Fundamentação teórica

3.1 Análise da ociosidade de usinas hidrelétricas

O conceito de capacidade de produção de energia firme de uma usina é um problema crítico nos mercados de energia reestruturados. Tal conceito trata-se da quantidade máxima de eletricidade que o gerador pode fornecer continuamente e é comumente usado para medir a confiabilidade do fornecimento. Para fontes sem restrições de combustíveis, como as usinas termelétricas, a energia firme é calculada com base na capacidade instalada da planta e no seu fator de indisponibilidade, que reflete as probabilidades de ocorrência de interrupções não programadas e de manutenções. Por outro lado, o conceito de energia firme é menos óbvio para fontes com restrição de combustíveis, caso dos geradores hidrelétricos, eólicos e, principalmente, de usinas PV. Esses geradores, além da indisponibilidade dos componentes, têm sua capacidade de produção de energia restringida por fatores climatológicos (FARIA et al., 2009). No jargão do setor elétrico do Brasil, a energia firme anual é também conhecida como garantia física do empreendimento de geração.

No caso específico de geradores hidrelétricos, o volume de água armazenada nos reservatórios é um fator limitante à vazão que pode ser turbinada na usina e, consequentemente, a quantidade de energia que a UHE pode produzir. Pois existem níveis mínimos para altura de queda d'água na turbina, fatores de otimização do uso da água nas usinas em cascata e questões relacionadas ao uso múltiplo da água que podem interferir significativamente na quantidade de energia produzida pelo empreendimento hidrelétrico. Portanto, nesses sistemas, o conceito de energia firme é relacionada à capacidade de produzir energia em anos com o pior cenário hidrológico de um histórico de medições. Esse valor é comumente expresso em megawatts médios (MWm), que denota o número de MWh entregue ao longo de um número de horas (FARIA et al., 2009). Logo, espera-se que as mesmas sejam capazes de produzir, continuamente, um montante de energia superior à sua energia firme.

Quando a energia gerada pela UHE é menor do que sua garantia física, tem-se um déficit de geração hidrelétrica para aquele empreendimento. Dessa forma, defini-se a hidrelétrica como ociosa, tendo em vista que deveria ter capacidade de gerar um montante de energia maior do que foi efetivamente gerado em um determinado ano.

Por outro lado, segundo (CCEE, 2013) a garantia física do Sistema Interligado Nacional (SIN) corresponde à soma das garantias físicas individuais e representa a quantidade máxima de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Assim, UHEs ociosas podem comprometer a confiabilidade de suprimento do

SIN e ocasionar o acionamento de UTEs em excesso para suprir seus déficits.

3.2 Orientação ótima dos painéis PV de uma USF

As dimensões e a forma dos módulos flutuantes são requisitos técnicos da etapa de concepção de uma USF que, além de influenciarem fatores relacionados ao processo de fabricação industrial da peça, layout da malha de flutuadores sobre a superfície da água, transporte e construção da estrutura, também impactam significativamente a produção de energia, a área ocupada pela USF e o custo do sistema. Desta forma, as subesções a seguir apresentarão as diversas variáveis que influenciam tais grandezas.

3.2.1 Influência do ângulo de inclinação e orientação azimutal na irradiação coletada

Os ângulos de inclinação com os quais os raios solares atingem diferentes locais da Terra dependem não apenas da posição do observador, mas também da época do ano, a qual modifica a altura solar (γ_s) – ângulo formado entre o horizonte da Terra e o lugar do sol na sua trajetória aparente ao redor do planeta, tal como apresentado nas Figuras 3.1(a) e 3.1(b). Assim, instalações PV construídas no hemisfério Sul (caso do Brasil), devem ter os painéis orientados para o Norte, que é a posição na qual o mesmo recebe a maior quantidade de radiação durante todo dia. Além disso, como os painéis fotovoltaicos absorvem o máximo de energia solar quando os raios incidem perpendicularmente à sua superfície, deve-se posicioná-los com um ângulo de inclinação α que maximize tal fenômeno.

Obviamente, α é variável ao longo do ano, sendo menor no verão (quando o sol tem γ_s maior) e maior no inverno (quando o sol tem γ_s menor). A Figura 3.2 apresenta a posição de um painel PV em relação ao sol descrita pela sua inclinação α (em relação a horizontal), ângulo de desvio azimutal ψ (em relação ao Norte - $\psi=0^\circ$), e pelo ângulo de incidência solar θ_s , que é o ângulo formado entre os raios do sol e a normal à superfície do painel (HEGEDUS; LUQUE, 2003).

Portanto, para obter a máxima produção de energia na instalação, os painéis devem ter dois graus de liberdade, permitindo, dessa forma, que os mesmos se adequem ao movimento aparente do sol de maneira a receber a radiação sempre de forma perpendicular, como é o caso das instalações solares móveis com rastreamento. No caso das instalações fixas, que são objeto de estudo deste trabalho, os critérios de decisão do posicionamento do módulo PV são baseados no estabelecimento de um α e um ψ que maximizem a produção de energia ao longo do ano ou em um determinado período do mesmo, dependendo da época do ano que será demandada a maior parte da energia gerada pela instalação PV.

Santafé (2011) utilizou dados de radiação disponíveis no Sistema Fotovoltaico de

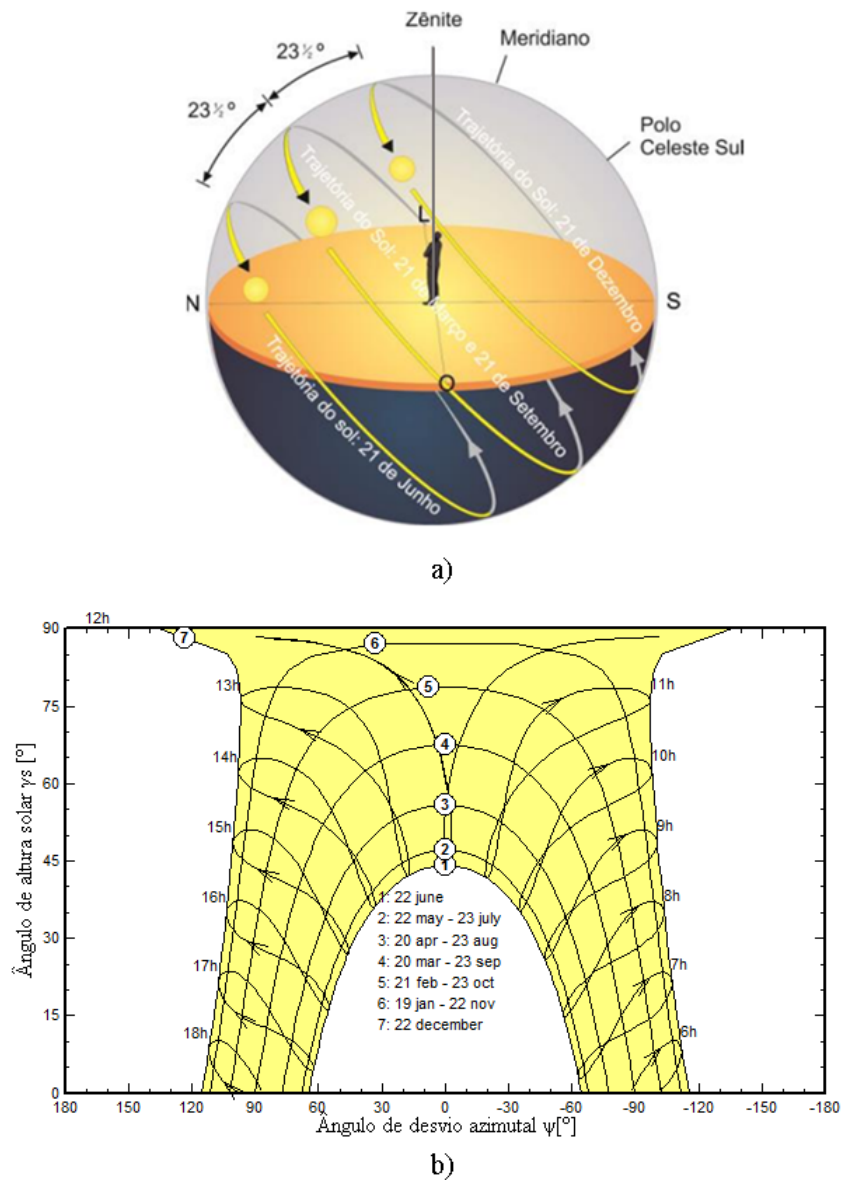


Figura 3.1 – (a) Representação da trajetória aparente do sol ao longo do ano. (b) Altitude solar γ_s em função do ângulo de desvio azimutal solar ψ durante o ano

Fonte: a)Hegedus e Luque (2003) e b)PVSYST (2017) adaptados

Informação Geográfica da Comissão Europeia (GVGIS) para estimar a produção de energia em diferentes latitudes da Espanha, desde o sul (latitude 36°) até o centro-norte (latitude 40°), passando por uma zona intermediária com latitude 38° . O potencial de produção de energia solar foi calculado utilizando o conceito de energia normalizada, dado em kWh/kW_p , que consiste em determinar o montante de energia produzido por um sistema PV de 1kW_p ao longo do ano. Neste sistema PV foram considerados módulos PV de silício monocristalinos e assumida uma eficiência geral do sistema de 0,75. A estimativa da energia anual normalizada foi realizada para inclinações (α) variando de 0° a 40° e orientação azimutal (ψ) variando desde valor ótimo 0° (Sul) até 30° .

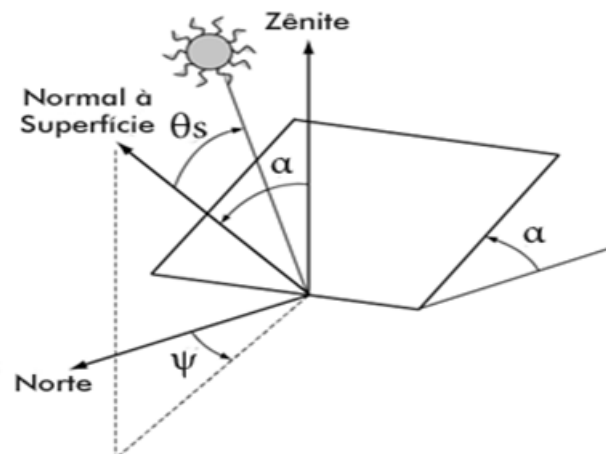


Figura 3.2 – Posição de um painel PV em relação ao sol, descrito por sua inclinação α , ângulo azimutal ψ , e ângulo de incidência solar θ_s

Fonte: Hegedus e Luque (2003) adaptado

Os resultados encontrados por Santafé (2011) para o cálculo das estimativas citadas anteriormente, indicam que o ângulo de inclinação (α) que maximiza a produção para latitudes da Espanha é de cerca de 30° . Além disso, no caso de orientar os painéis PV até 30° deslocados do valor azimutal ótimo $\psi = 0^\circ$ (que corresponde ao Sul), observou-se que as diferenças na produção de energia foram de menos de 1% para $\alpha \leq 10^\circ$ e até 3% para $10^\circ \leq \alpha \leq 40^\circ$. Tais resultados são importantes para etapa de concepção do projeto, tendo em vista que a orientação geográfica dos reservatórios é um fator limitante à sua construção, de modo que a orientação de seus eixos principais pode ou não ser a mais apropriada para maximizar a produção de energia PV em função do grau de correspondência com os pontos cardeais, como pode ser visto na Figura 3.3. O que de acordo com os resultados apresentados anteriormente, não afetará tanto a produção de energia da USF, como se poderia imaginar inicialmente.

3.2.2 Influência do ângulo de inclinação no sombreamento mútuo entre fileiras

A etapa de dimensionamento físico e/ou espacial das USFs tem o objetivo de reduzir os problemas de sombreamento mútuo entre fileiras de painéis PV adjacentes, bem como prever locais de instalação ou passagens de equipamentos elétricos (cabos, string box, componentes de proteção) e de pessoas para realização de atividades de manutenção na planta PV. Considerando apenas o aspecto de sombreamento mútuo, Villalva (2015) apresenta uma “regra geral” de distanciamento entre fileiras adjacentes d_S , conforme indicado na Figura 3.4, para minimizar o sombreamento mútuo que matematicamente é representada pela equação 3.1.

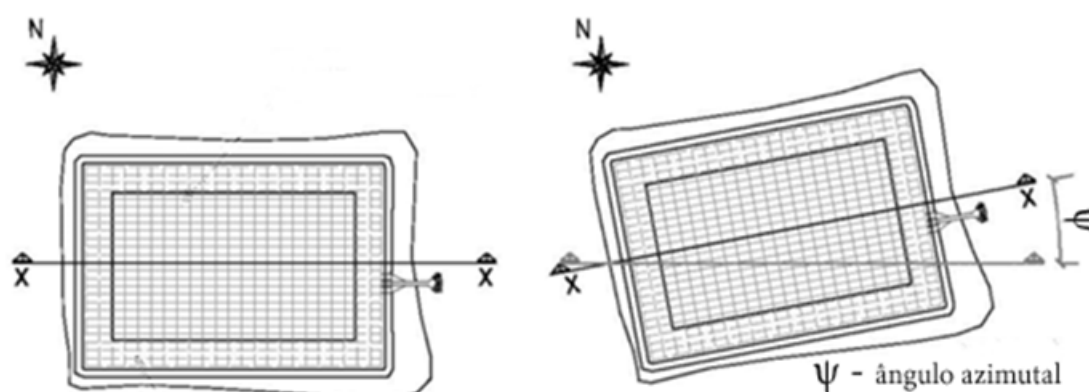


Figura 3.3 – Orientação dos eixos principais de um reservatório

Fonte: Santafé (2011) adaptado

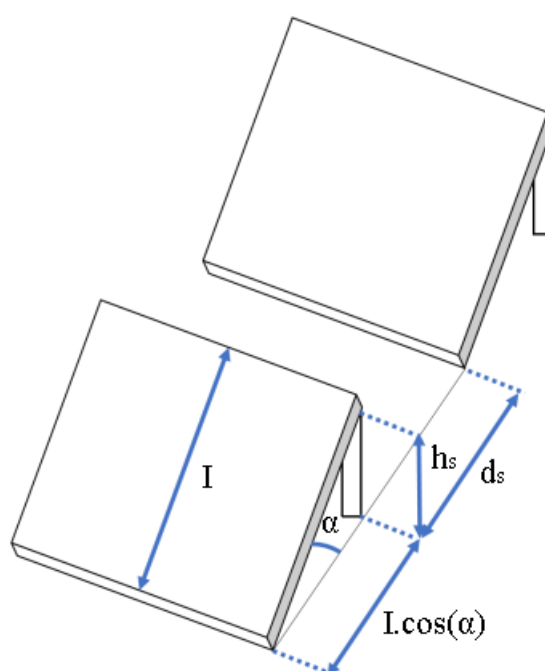


Figura 3.4 – Representação das fileiras adjacentes e das medidas

Fonte: Próprio autor

$$d_s = 3,5.I.\text{sen}(\alpha) \quad (3.1)$$

Onde I é o comprimento e α é o ângulo de inclinação do painel PV.

No entanto, o alcance da projeção da sombra dos painéis PV depende do ângulo de incidência da luz solar variando, portanto, conforme a latitude geográfica onde o painel está instalado. Nesse sentido, em (SANTAFÉ, 2011) é apresentada a Equação 3.2 na qual

o valor de d_S é obtido através do produto entre o fator de sombra (k_S) e altura do módulo PV em relação à horizontal (h_S). Assim, a relação entre d_S e a latitude se dá através do fator de sombra k_S , o qual varia conforme apresentado na Figura 3.5.

$$d_S = k_S \cdot h_S \quad (3.2)$$

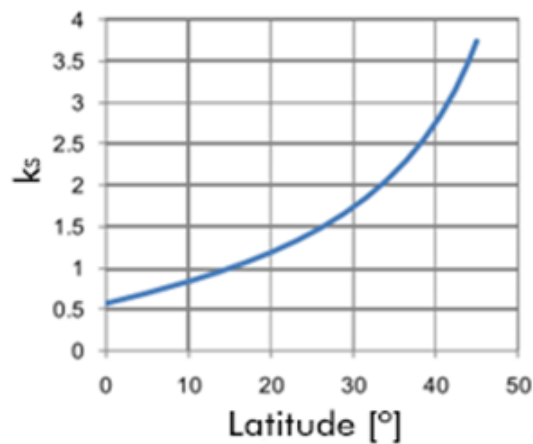


Figura 3.5 – Variação do fator k_S em função da latitude

Fonte: Santafé (2011) adaptado

Assim, pode-se concluir que Equação 3.2 apresenta um método mais preciso para o cálculo de d_S do que a Equação 3.1. No entanto, em sistemas PV da ordem de centenas de MW_p , os quais serão objeto de estudo deste trabalho, são necessários métodos mais precisos para dimensionamento da distância entre as fileiras, pois subestimar as mesmas pode levar a perdas de produção de energia significativas, enquanto superestimá-las pode elevar demais o custo do sistema. Para obter a precisão adequada, a utilização de softwares de dimensionamento de sistemas PV é uma ótima alternativa.

Diante do exposto, pode-se concluir que à medida que o ângulo de inclinação α aumenta, por exemplo, para posicionar a placa de maneira a maximizar a conversão de energia em locais com latitudes mais elevadas, o espaçamento d_S entre as filas de módulos também deve aumentar para evitar sombreamento mútuo, reduzindo assim, a quantidade de painéis por unidade de área e aumentando o custo do sistema. No caso das USFs, essa distância normalmente é aproveitada para anexar passarelas antiderrapantes para locomoção da equipe de manutenção e para passagens de cabos e demais componentes elétricos conforme apresentado em (SANTAFÉ, 2011).

3.2.3 Influência do ângulo de inclinação nas ações do vento sobre instalações PV

Do ponto de vista de esforços causados pelo vento, na maioria das instalações PV os painéis funcionam como grandes placas planas inclinadas sob diferentes ângulos em relação ao escoamento do mesmo. Além disso, as construções e irregularidades do terreno ao redor da instalação afetam significativamente o fluxo do vento em torno dos painéis PV, produzindo um perfil de escoamento complexo e distribuições de pressão que produzem forças resultantes nos elementos estruturais conforme apresentado na Figura 3.6 para uma instalação em terra com o vento incidindo em duas direções distintas (MESSENGER; VENTRE, 2004)

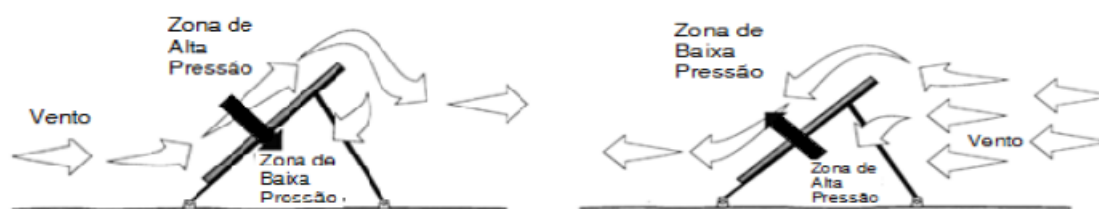


Figura 3.6 – Escoamento e força resultante em um módulo PV inclinado pela ação do vento incidindo em diferentes direções

Fonte: Messenger e Ventre (2004) adaptado

Santafé (2011) explica que é extremamente importante avaliar os efeitos adversos do ângulo de inclinação dos módulos PV na intensidade dos esforços causadas pelo vento sobre a plataforma flutuante e sistema de ancoragem, tal como apresentado na Figura 3.7, na qual tem-se as curvas das forças resultantes nos módulos PV em função do ângulo de inclinação dos painéis. Pois os esforços máximos que a estrutura flutuante e o sistema de ancoragem podem resistir indicam a condição de restrição técnica para o ângulo de inclinação α máximo que os painéis PV podem possuir.

No entanto, as normas atuais que tratam das forças do vento em estruturas não fornecem procedimentos adequados e nem coeficientes aerodinâmico ou de pressão para avaliar os esforços em instalações PV tanto em terra quanto flutuante (BRIEN; BARKASZI, 2010). Na prática, tem-se adotado coeficientes pertencentes a estruturas mais ou menos similares aos painéis PV instalados em estruturas flutuantes conforme apresentado em (SANTAFÉ, 2011) ou em cima de telhados de edificações, tal como apresentado em (BRIEN; BARKASZI, 2010).

Nesse sentido, a partir da norma brasileira NBR 6123/88 para cálculo de forças causadas pelo vento em estruturas e edificações (ABNT, 1988), pode-se obter uma metodologia de cálculo das velocidades de vento características nas diferentes regiões do Brasil, bem como das forças resultantes em diversos elementos estruturais. Dos elementos

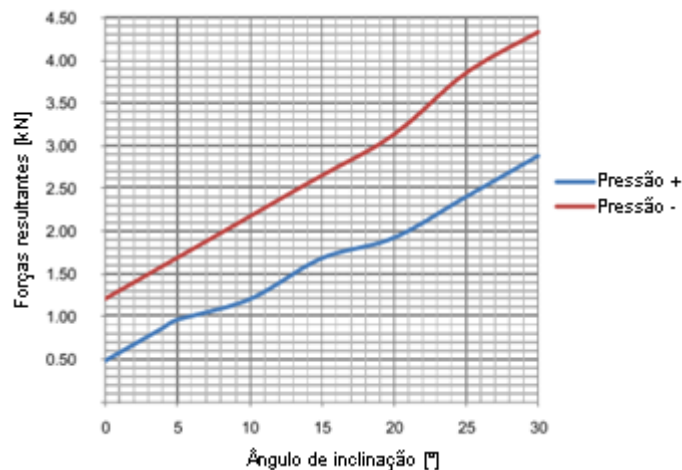


Figura 3.7 – Esforços em um módulo PV pela ação do vento em função do ângulo de inclinação

Fonte: Santafé (2011) adaptado

apresentados nesta norma, o que mais se aproxima da estrutura PV flutuante apresentada em (FERRER-GISBERT et al., 2013) é a “cobertura isolada a água plana”, na qual a cobertura representa o módulo PV que está aberto pelos lados e na parte traseira.

No entanto, tendo em vista que a instalação apresentada nos trabalhos de Ferrer-Gisbert et al. (2013) e Santafé (2011) é datada de 2008, tem-se que buscar na literatura por novas tecnologias que sejam capazes de atender tanto às demandas técnicas (peças mais leves, mais fáceis de serem transportadas, mais resistentes, etc), quanto às demandas econômicas (menor custo de produção, montagem, armazenamento e transporte).

Neste sentido, como mostrado na seção 2.2 as referências (KIM et al., 2016) e (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016) apresentaram diversos modelos de flutuadores que estão sendo utilizados em todo o mundo para suportarem painéis PV para atividades de pesquisa ou com fins comerciais. A maioria deles deriva de plataformas inicialmente projetadas para outras finalidades e que estão sendo adaptadas para instalação de painéis PV. Porém, o foco deste trabalho será nos flutuadores desenvolvidos exclusivamente para a tecnologia PV flutuante, tendo em vista que o objetivo é maximizar a produção PV em relação aos custos de instalação.

Os modelos atuais de flutuadores que foram exclusivamente projetados para fins de construção de USFs são os dos fabricantes Isigener Renováveis, denominado Isifloating® (ISIGENERE, sem data) e da Ciel & Terre, denominado Hydrelío® (CIEL&TERRE, sem data), conforme apresentado na Figura 3.8. Estes serão os flutuadores abordados neste estudo.

O elemento estrutural da NBR 6123 que mais se aproxima dos flutuadores apresentados na Figura 3.8 é o “telhado com uma água em edificações de planta retangular” no

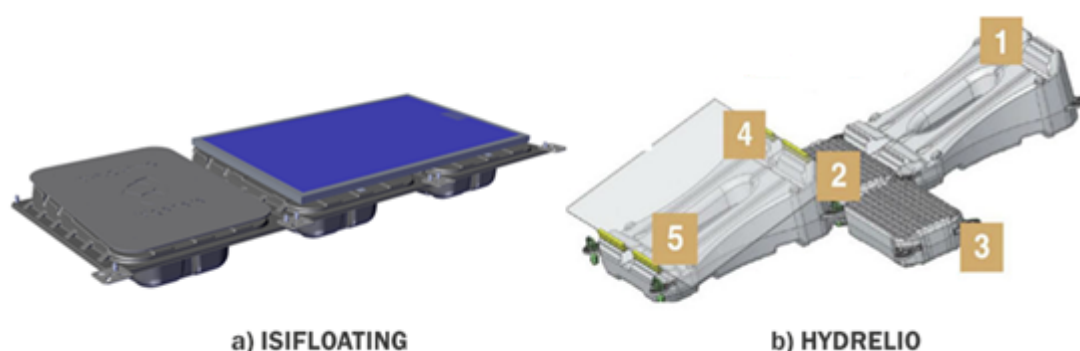


Figura 3.8 – Modelos dos flutuadores: a) Isifloating® e b) Hydrelío®

Fonte: a) Isigener (sem data) adaptado e b) Ciel&Terre (sem data) adaptado

qual o telhado representa o módulo PV que está totalmente impermeável ou parcialmente permeável ao vento em uma ou mais faces.

3.2.4 Influência do ângulo de inclinação nas perdas por acúmulo de poeira em painéis PV

Uma vez que os painéis PV são colocados em ambientes externos durante um longo período de tempo, a acumulação da poeira presente na atmosfera sobre sua superfície é inevitável. A poeira é um termo que geralmente se aplica a partículas sólidas com diâmetros inferiores a $500 \mu m$. A acumulação das mesmas juntamente com outras fontes de sujeira (dejetos de pássaros e demais poluentes atmosféricos) podem reduzir significativamente a transmitância do vidro que é utilizado na superfície coletora do painel PV (XU et al., 2017) tal como apresentado na Figura 3.9.

Além disso, levando em consideração o efeito da gravidade, superfícies horizontais geralmente tendem a acumular mais poeira do que as superfícies inclinadas. Assim, o estudo do acúmulo de poeira sobre a superfície dos módulos PV é uma etapa importante na determinação da inclinação α dos painéis, pois conforme apresentado na Figura 3.10 há uma influência significativa entre a inclinação e a densidade de poeira acumulada (MANI; PILLAI, 2010).

Em relação às perdas energéticas, que é o maior interesse deste trabalho, o modelo de determinação da produção anual de energia por metro quadrado apresentado em Xu et al. (2017) permite comparar a energia produzida pelo mesmo painel considerando ou não o acúmulo de poeira sobre sua superfície. O gráfico apresentado na Figura 3.11 é o resultado do modelo matemático para a produção de energia por metro quadrado do painel YL200P-23b (fabricante: Yingli Ltd) em função da inclinação do mesmo para uma instalação em Hangzhou, na China, no qual pode-se observar que a estimativa de perdas

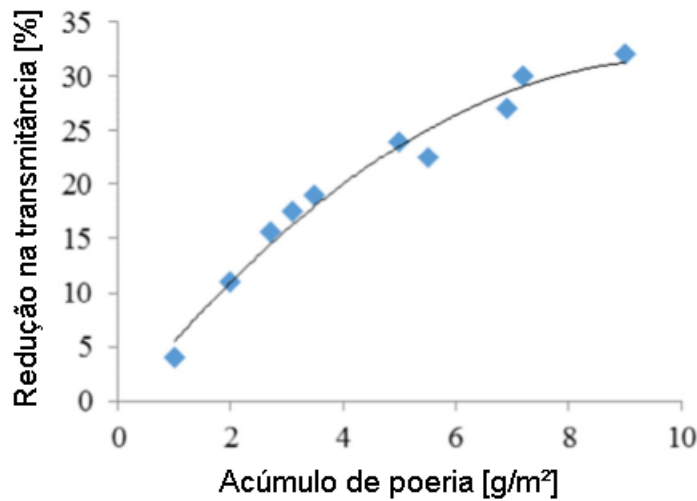


Figura 3.9 – Influência da deposição de poeira na redução da transmitância do vidro

Fonte: Xu et al. (2017) adaptado

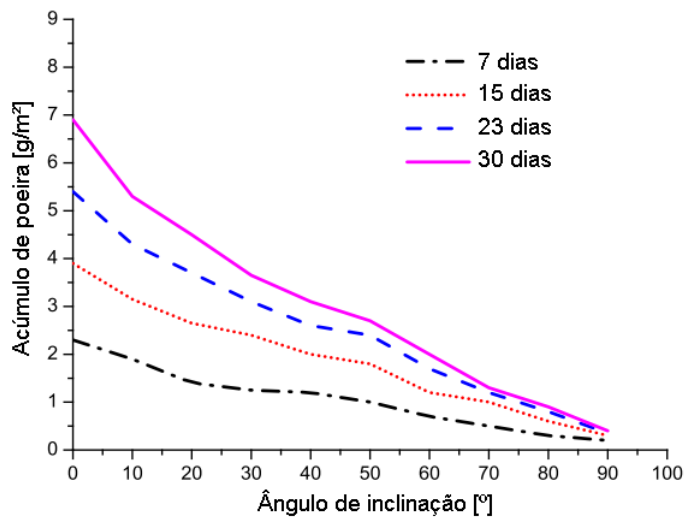


Figura 3.10 – Relação entre a inclinação e o acúmulo de poeira

Fonte: Xu et al. (2017) adaptado

por acúmulo de poeira é de aproximadamente 23% em relação à condição sem perdas por poeira.

Do ponto de vista experimental, Hegazy (2001) investigou durante 1 ano a acumulação de poeira em placas de vidro com diferentes inclinações e sua influência na transmitância solar do material para a região central do Egito, na qual a concentração de poeira na atmosfera é elevada. Os resultados das medições mostraram que a redução na transmitância do vidro depende fortemente da inclinação da placa (Figura 3.10) e a comparação dos mesmos com os resultados de trabalhos similares realizados em regiões com condições climáticas diferentes permitiram concluir que não é possível extrapolar os

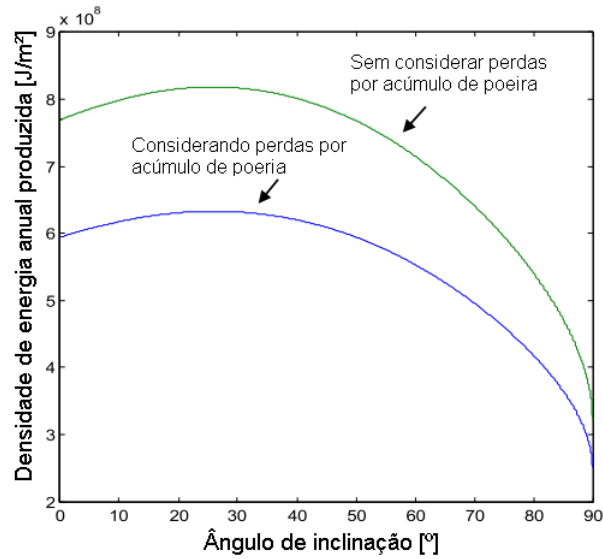


Figura 3.11 – Densidade de energia calculada considerando e sem considerar as perdas por acúmulo de poeira

Fonte: Xu et al. (2017) adaptado

resultados de uma localidade geográfica para outra.

3.2.5 Influência do ângulo de inclinação no custo da energia

Para determinação da inclinação ótima dos módulos de um sistema PV, deve-se levar em consideração sua influência na área total ocupada e o custo associado. Pois, painéis com inclinações maiores terão suas sombras projetadas a distâncias maiores o que demandará maiores espaçamentos entre as fileiras para evitar o sombreamento mútuo, tal como apresentado na Figura 3.4. Assim, para uma mesma potência de pico, valores de α maiores acarretarão aumento da área total ocupada pelo arranjo PV, fator não levado em conta em muitos trabalhos sobre otimização do ângulo de inclinação de sistemas em solo mas extremamente importante para sistemas PV flutuantes nos quais serão necessários flutuadores maiores e sistemas de ancoragem capazes de resistir a esforços maiores. As peças de flutuadores maiores acarretam, principalmente, maiores custos de produção, armazenamento, transporte e montagem em campo. Inclinações maiores também potencializam as ações do vento e demandam aumento do número de pontos de fixação no solo, o que eleva o custo da obra civil, conforme apresentado em (SANTAFÉ et al., 2014). Por outro lado, dependendo da latitude do local onde será construída a planta PV, ângulos maiores podem maximizar a energia coletada ao longo do ano. Portanto, deve-se avaliar se o ganho de energia compensa os custos adicionais descritos anteriormente.

O custo nivelado de energia (*Levelized cost of energy- LCOE*) é um critério amplamente aceito para comparar o custo da energia gerada por diferentes fontes de geração. No

entanto, este mesmo critério pode simplesmente ser utilizado para comparar o custo da energia gerada por diferentes topologias de uma mesma fonte, tal como apresentado por Moradi-Shahrbabak, Tabesh e Yousefi (2014) para comparação das diferentes alternativas de topologias de inversores para uma planta PV. Neste caso, os autores demonstraram que embora a topologia multi-string apresentasse um investimento inicial maior do que a centralizada, ao longo da vida útil da planta PV esse maior investimento era compensado pelas menores perdas de geração por indisponibilidades dos inversores, pois os mesmos estavam ligados a um menor número de painéis do que na topologia centralizada, na qual a perda do inversor comprometia a geração de toda a planta.

No entanto, as topologias apresentadas anteriormente também podem representar arranjos PV com diferentes inclinações (α). Assim, os custos de um eventual acréscimo da inclinação dos painéis poderá ser comparado ao ganho de geração obtido pela maior quantidade e energia coletada com a inclinação maior. Neste caso, a análise do LCOE poderá indicar a inclinação na qual a energia será gerada ao menor preço. Darling et al. (2011) apresentou uma equação de LCOE simplificada para usinas PV de grande porte elaborada pela SunPower Corporation conforme apresentado na equação 3.3.

$$LCOE = \frac{C_i + \sum_{n=1}^N \frac{AO}{(1 + DR)^n} + \frac{RV}{(1 + DR)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{E_o \cdot (1 - SDR)^n}{(1 + DR)^n}} \quad (3.3)$$

Onde: C_i é o custo inicial; AO é o custo anual de operação; RV é o valor residual dos equipamentos; E_o é a energia produzida no ano zero; SDR é a taxa de degradação do sistema PV; N é o número de anos de operação da planta e DR é a taxa de desconto.

Para o cálculo da energia produzida (E_o) deve-se considerar as perdas por sombreamento mútuo, as quais só podem ser totalmente evitadas se as fileiras forem muito espaçadas, tornando o custo do sistema flutuante inviável (SANTAFÉ et al., 2014). Portanto, é necessário estabelecer um período do dia no qual a usina estará livre de sombras e garantir que este não seja excedido na etapa de cálculo da energia gerada pelas diferentes inclinações α . Para maior precisão, pode-se utilizar softwares de simulação de sistemas PV nos quais este período é representado como um ângulo limite de sombreamento. A próxima seção trata do software utilizado, bem como dos parâmetros de simulação utilizados.

3.3 Simulação computacional com o software PVSyst®

O cálculo da energia PV gerada no ano zero em função das inclinações, $E_o(\alpha)$, foi realizado no software PVSyst® o qual permite trabalhar com diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um sistema detalhado de simulação, com estudo de sombreamento, dados econômicos de investimento, etc.

Este software é um dos mais utilizados no mundo para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (MERMOUD; WITTMER, 2014). A versão do software utilizado nesse trabalho foi a versão trial 6.63 de 2017.

Embora o software permita realizar simulações altamente detalhadas, na versão utilizada ainda não havia a opção de simular uma usina PV sobre a água. No entanto, tendo em vista que é possível ajustar um grande número de parâmetros de simulação, pode-se aproximar a simulação das condições desejadas. Para tanto, alguns parâmetros devem refletir as condições que os painéis PV irão encontrar ao serem fixados às plataformas flutuantes e instalados sobre a superfície da água dos reservatórios. As subseções a seguir tratam da parte teórica envolvida nestes parâmetros e modelos.

3.3.1 Modelo de sombreamento mútuo entre fileiras de painéis PV

O modelo de simulação “*Unlimited Sheds*” considera as perdas por sombreamento mútuo entre as fileiras de painéis, que podem ser significativas para usinas de grande porte, caso a distância entre fileiras (*Pitch*) não seja corretamente dimensionada. Este modo de simulação considera um modelo de cálculo de sombreamento simplificado (pois não considera a geometria completa da planta PV) adotando um método linear para as perdas por sombreamento entre fileiras de painéis (MERMOUD; WITTMER, 2014). A Figura 3.12 apresenta a tela de parametrização do modelo em questão.

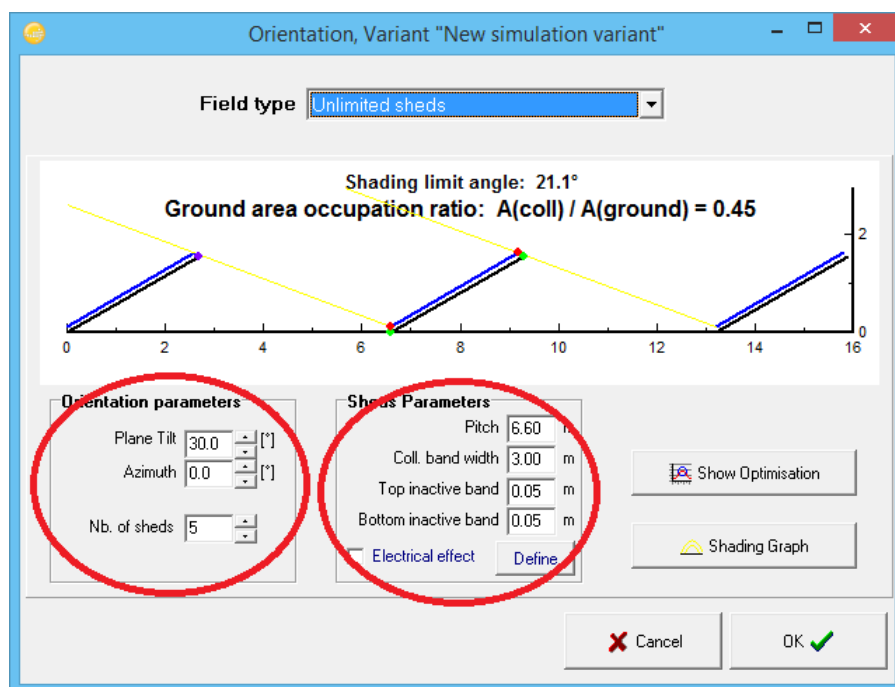


Figura 3.12 – Tela *Unlimited sheds*

Fonte: PVSYST (2017)

Na caixa *Orientation Parameters*, além dos ângulos de inclinação (*Plane Tilt*) e

azimutal (*Azimuth*), deve-se informar também o número de fileiras de painéis (*Sheds*) da planta PV. No PVSyst®, entende-se por *Sheds* os suporte aos quais serão fixados os painéis PV, no caso de usina em solo, ou as unidades flutuantes, no caso das USFs. Já na caixa *Sheds Parameters*, deve-se informar os dados relativos às medidas de comprimento dos módulos e estruturas, além da distância de espaçamento entre as fileiras (*Pitch*).

Na parte superior da tela é apresentado um desenho esquemático do espaçamento entre as fileiras de painéis e os valores do ângulo limite de sombreamento (*Shading limit angle*) e do fator de ocupação do solo (*Ground Area occupation ratio*) para as condições de orientação e espaçamento definidas pelo usuário.

O ângulo limite de sombreamento (θ) significa a mínima altura que sol deve ter (γ_s) para que os painéis de uma fileira a jusante não causem sombreamento nos painéis da fileira a montante. Este ângulo depende da inclinação e das dimensões do painel PV, além do espaçamento entre as fileiras. Ao contrário do que se possa pensar, este ângulo não varia com a localidade da instalação. No entanto, o montante de energia perdida por sombreamento entre fileiras consecutivas depende da localidade, pois o sol descreve trajetórias diferentes de acordo com a localização geográfica, sendo que em um determinado lugar o sol permanecerá acima do ângulo limite de sombreamento por mais horas do que em outro (MERMOURD, 2015). Nesse sentido, a Figura 3.13 apresenta a carta de trajetória do sol (*Sun Paths*) da localidade da usina PV e as linhas de sombra, através das quais é possível relacionar o ângulo limite de sombreamento às horas do dia nas quais a usina PV estará livre de sombreamento mútuo entre suas fileiras.

Portanto, na disposição física dos painéis da usina PV, deve-se evitar ao máximo as perdas por sombreamento entre fileiras, ou seja, deve-se obter um ângulo limite de sombreamento tão pequeno quanto possível. Para tanto, pode-se aumentar o espaçamento entre as filas de maneira a reduzir o valor de θ .

Porém, ao aumentar o espaçamento entre filas será requerida uma maior área para instalação da mesma potência de pico. Esse fato pode ser um agravante se a usina PV for construída em áreas cujos terrenos sejam valorizados financeiramente ou, no caso das usinas PV flutuantes, pode resultar no aumento do custo com os flutuadores. Nesse sentido, o PVSyst® disponibiliza o parâmetro *Utilization Factor* (UF), que é dado pela razão entre a área da superfície coletora dos painéis PV e a área total requerida para instalação da mesma em valor percentual.

Também ao contrário do se possa pensar, o *Utilization Factor* não depende do tamanho do terreno mas apenas dos ângulos de inclinação do painel e do ângulo limite de sombreamento, conforme apresentado na Figura 3.14 (MERMOURD, 2015).

Outra opção para reduzir os sombreamentos entre fileiras sem a necessidade de aumentar a área ocupada (podendo até diminuir o espaçamento entre as filas), seria utilizar

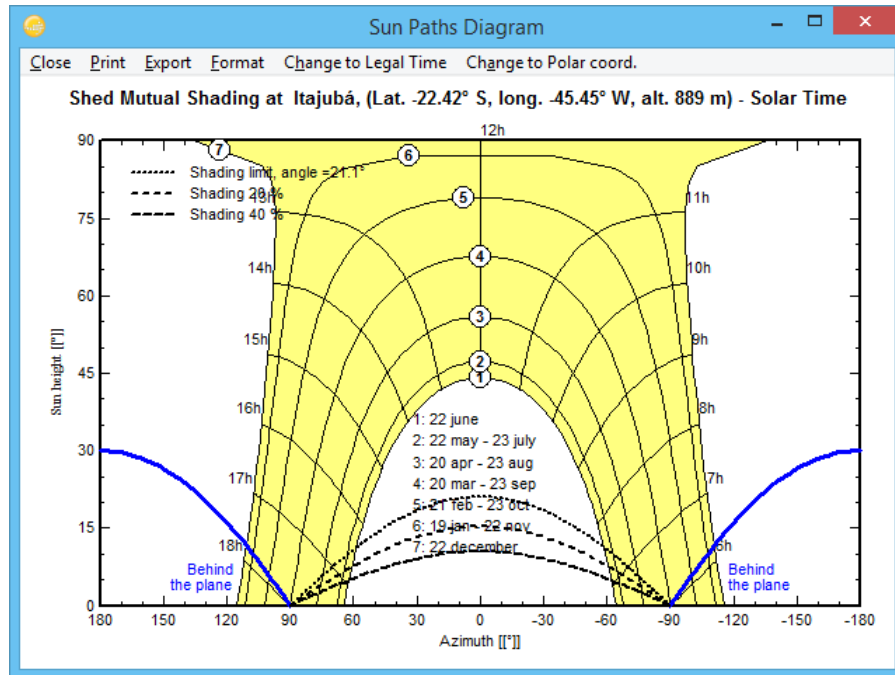


Figura 3.13 – Carta de trajetória solar com efeito de sombreamento entre fileiras

Fonte: PVSYST (2017)

$$UF = \frac{A. \text{ painéis PV}}{A. \text{ terreno}} = \frac{l}{P} = \frac{1}{\cos \alpha + \sin \alpha / \tan(\theta)}$$

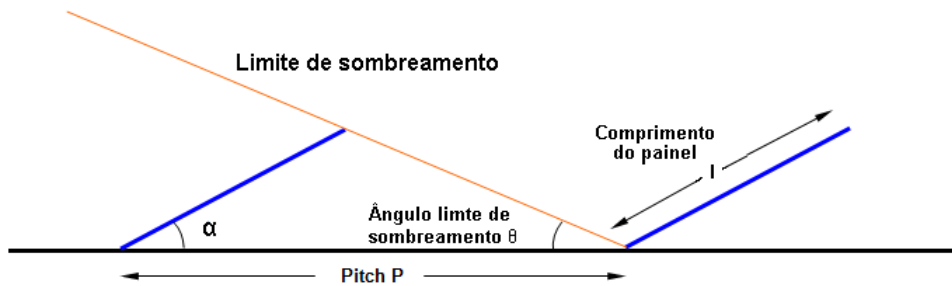


Figura 3.14 – Demonstração da obtenção do Utilization Factor

Fonte: Mermoud (2015) adaptado

um ângulo de inclinação menor. No entanto, para maximizar a energia absorvida, sabe-se que os raios solares devem atingir a superfície coletora dos painéis o mais perpendicularmente possível. Assim, dependendo da localidade, ao inclinar o painel em relação à horizontal, tem-se um ganho na absorção de energia. Portanto, ao reduzir o ângulo de inclinação para melhorar o fator de ocupação pode-se deteriorar a absorção de energia do painel e, conseqüentemente, diminuir a energia gerada pela usina.

Diante destes fatos, pode-se constatar que o problema de dimensionamento e

disposição física da usina PV trata-se de uma análise multicritério para a qual não há uma única solução ótima. Portanto, deve-se determinar qual aspecto deve ser otimizado (potência instalada máxima na área disponível, investimento, máxima coleta de energia pelas placas, quantidade de energia produzida, preço da energia, etc) (MERMOUD, 2012).

O PVSyst® fornece uma ferramenta para análise de tais fatores em função da inclinação do painéis e do espaçamento entre fileiras (para um determinado ângulo limite de sombreamento). A Figura 3.15 apresenta o ganho de produção de energia anual do plano inclinado, em relação ao plano horizontal, para um sistema PV com transposição pura, no qual há apenas uma fileira de painéis (curva em verde) e para o sistema com sombreamento mútuo no qual há múltiplas fileiras de painéis (curva preta e laranja, sendo que a última considera também o efeito elétrico do sombreamento)(MERMOUD, 2012).

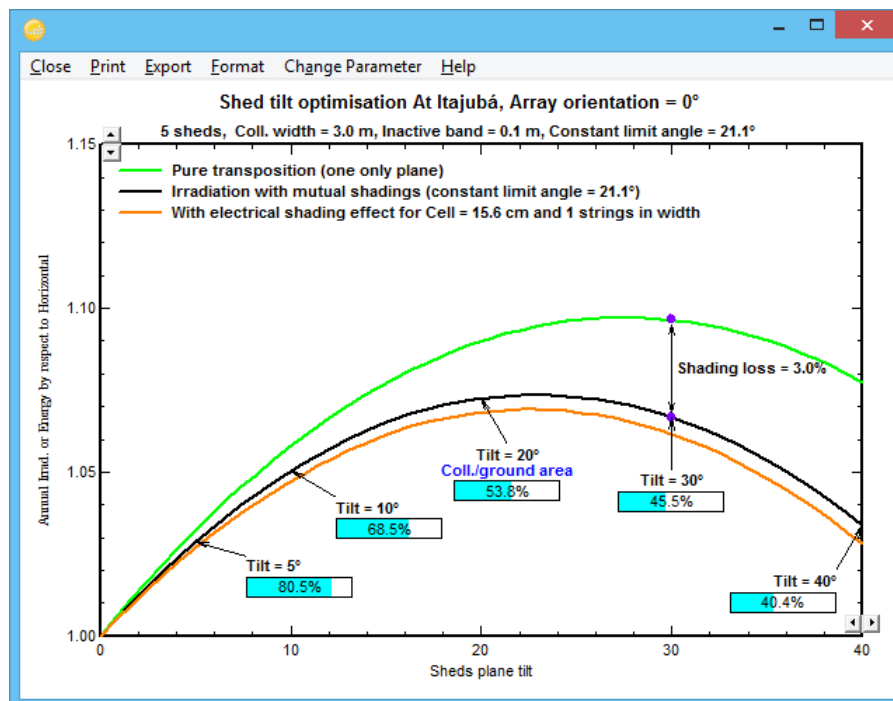


Figura 3.15 – Gráfico de otimização

Fonte: PVSYST (2017)

Esta ferramenta mostra claramente que o ângulo de inclinação ideal para o plano não sombreado é significativamente reduzido ao considerar os sombreamentos entre filas. Para o exemplo, pode-se perceber que o ângulo de inclinação ótimo para uma instalação de apenas uma fileira de painéis seria 30° (ponto máximo da curva verde). Porém, ao considerar o efeito das sombras (curva preta), verifica-se o ângulo que maximiza o ganho de energia em relação à posição horizontal é em torno de 22°.

Além disso, na Figura 3.15 pode-se observar também que a potência de pico que pode ser instalada em uma determinada área diminui quando a inclinação aumenta. Por exemplo, com uma inclinação de 30° não é possível, em geral, obter uma quantidade de

painéis cuja área seja maior do que 45-50% da área total disponível. Já com ângulos de inclinação baixos (cerca de 3°), pode-se obter uma quantidade de painéis cuja área atinja 80% ou mais da área total, com uma perda percentual da energia absorvida em relação ao ponto máximo (22°) de cerca de 5%. Portanto, nos projetos de usinas com várias fileiras de painéis, a escolha de uma inclinação menor é muitas vezes a melhor solução, pois embora leve a pequenas perdas em relação ao ângulo no qual a energia coletada é máxima, permite aproveitar melhor o terreno (MERMOUD, 2015).

No entanto, deve-se atentar apenas para não extrapolar a inclinação mínima que deve ser mantida para que o acúmulo de poeira não atinja níveis elevados e para que a água da chuva ajude na limpeza dos módulos.

3.3.2 Albedo da água

A radiação solar total em uma superfície inclinada consiste em três componentes as quais são apresentadas na Figura 3.16 e descritas a seguir:

- Radiação direta: que é usada para descrever o feixe solar que viaja pela atmosfera e atinge diretamente a superfície.
- Radiação difusa:, que é usada para descrever a luz do sol atingindo a superfície depois de ser espalhada por moléculas e partículas na atmosfera.
- Radiação refletida: ou seja, a radiação solar que é refletida pelo solo e depois atinge a superfície inclinada.

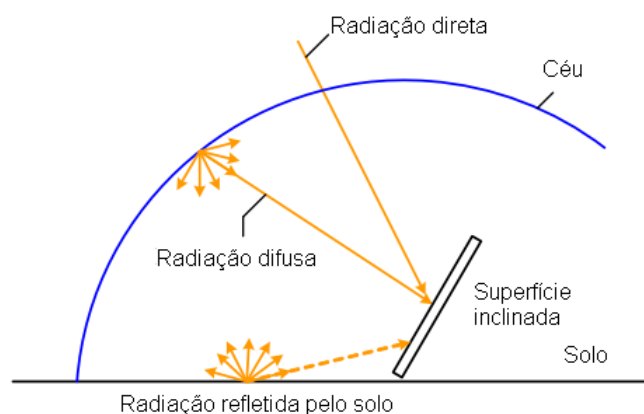


Figura 3.16 – Componentes da radiação solar em uma superfície inclinada

Fonte: Xu et al. (2017) adaptado

O albedo (ou coeficiente de reflexão) está relacionado com a radiação refletida e é uma medida do poder que uma superfície (geralmente o solo) tem de refletir a radiação

solar. Assim, painéis PV instalados sobre uma superfície com albedo maior estarão mais expostos a componente refletida de radiação solar e, portanto, poderão ter a sua geração de energia incrementada. No PVSyst®, há a opção de ajustar manualmente o valor do albedo, além disso, o *software* também apresenta alguns valores típicos para diferentes superfícies, tal como apresentado na tela de ajuste do albedo na Figura 3.17.

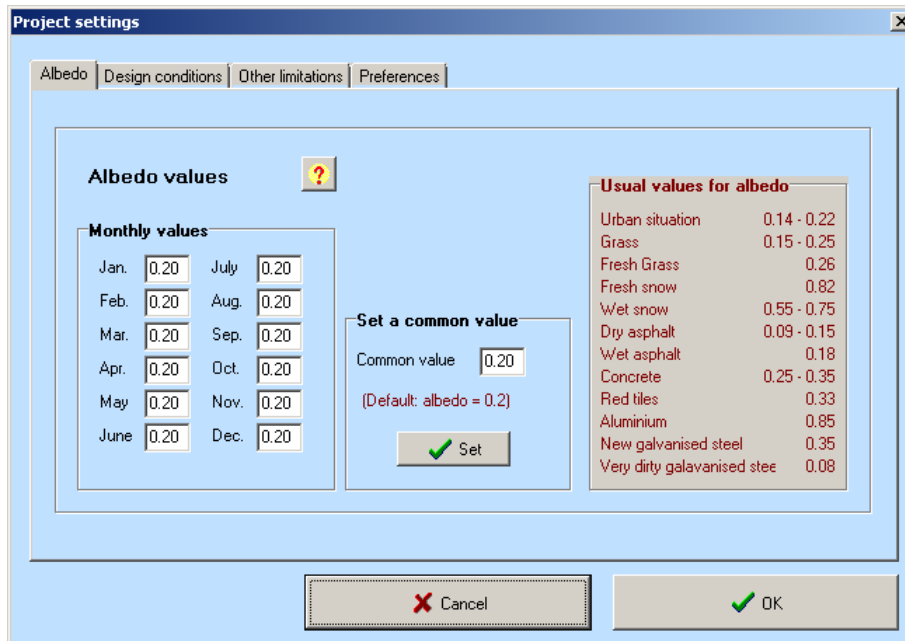


Figura 3.17 – Tela de parametrização do albedo

Fonte: PVSYST (2017)

Como pode ser visto na figura 3.17, o PVSyst® não apresenta nenhum valor de referência de albedo para a superfícies de água. No entanto, Mermoud (2017) explica que ao longo de uma grande instalação PV flutuante com várias fileiras, o albedo não é significativo, pois seu efeito seria visto apenas pela primeira fila do arranjo PV. Pois, o fator de sombreamento no albedo para toda a planta é $(n-1)/n$, onde n é o número de fileiras. Como exemplo, um sistema de 100 fileiras terá um fator de sombreamento de 99%, ou seja, apenas 1% de todos os painéis receberão a componente de irradiação solar refletida pela água.

3.3.3 Modelo de resfriamento natural dos painéis pelo vento

A opção de ajustar os parâmetros térmicos da simulação (*thermal parameter*) permite definir as constantes térmicas dos módulos PV utilizadas no modelo térmico matemático da simulação. Na própria tela de parametrização, há uma recomendação para não alterar o valor da componente constante do fator de perda térmico (U_c), a não ser que o fabricante do painel indique explicitamente um valor para esta constante.

No entanto, o mais importante nesta opção do PVsyst® é a possibilidade de definir como o tipo de montagem dos painéis PV interferem no resfriamento natural do vento na parte traseira dos mesmos, já que isso terá grande influência no arrefecimento dos painéis e conseqüentemente na eficiência de conversão da planta PV, conforme apresentado na seção 2.4.

Para tanto, deve-se considerar uma das três opções destacadas em vermelho na Figura 3.18 que, de acordo com o manual online do *software* (PVSYST, 2017), são descritas a seguir:

- *Free mounted modules with air circulation*: painéis tem a parte traseira sem nenhuma obstrução ao resfriamento natural do vento (por exemplo os painéis PV instalados em solo sobre estruturas metálicas);
- *Semi-integrated with air duct behind*: painéis tem a parte traseira parcialmente obstruída ao resfriamento natural do vento (por exemplo os painéis PV instalados em telhados com abertura entre a parte traseira dos mesmos e as telhas);
- *Integration with fully insulated back*: painéis tem a parte traseira totalmente obstruída ao resfriamento natural do vento (por exemplo os painéis PV instalados em fachadas de edifícios ou sobre qualquer outra estrutura que não proporcione uma abertura entre a parte traseira dos mesmos)

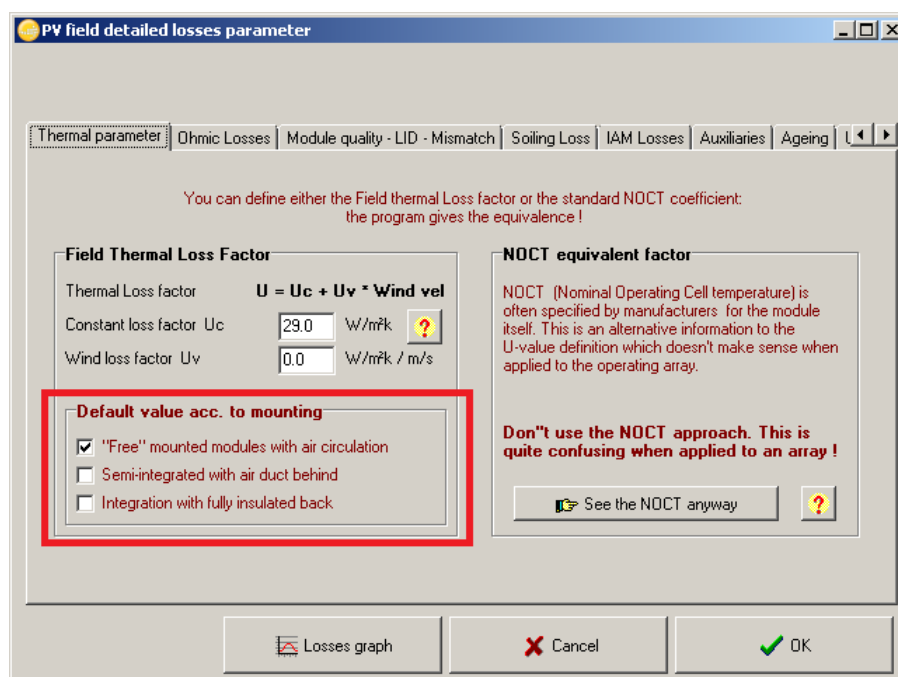


Figura 3.18 – Tela de parametrização do modelo térmico

Fonte: PVSYST (2017)

3.4 Limitação da potência de pico da USF para operação complementar com a UHE

A potência de saída da usina PV é imprevisível e intermitente devido a uma série de fatores aleatórios, como condições meteorológicas instáveis e o próprio movimento da terra que dá origem aos dias e às noites. Esses fatores são responsáveis pela baixa qualidade da energia elétrica produzida por plantas PV de qualquer tamanho. No entanto, se usinas PV com potência de pico na ordem de centenas de MW_p forem diretamente conectadas ao sistema elétrico, poderão haver impactos adversos na estabilidade operativa do mesmo, além da necessidade de altos investimentos em reserva girante, cuja potência tem que ser no mínimo igual a potência de pico PV (FANG et al., 2017).

Além disso, quando a energia PV é explorada em larga escala em sistemas interligados, como é o caso do SIN, o mercado local de eletricidade pode não ser capaz de acomodar toda a energia produzida e uma opção viável é transmiti-la para centros de carga remotos, que podem estar a milhares de quilômetros de distância. Para isso, é essencial dispor de uma fonte de energia estável a fim de evitar mudanças bruscas no fluxo de potência e flutuações de tensão. Portanto, para inserção PV em grande escala no SIN, como é a proposta deste trabalho cujo objetivo é a substituição das termelétricas, é de extrema importância o aprimoramento da qualidade de sua energia elétrica (AN et al., 2015).

De acordo com An et al. (2015), a operação coordenada de uma usina PV com uma UHE pode utilizar a flexibilidade e a velocidade de resposta dos geradores hidrelétricos para estabilizar a potência de saída PV e permitir a inserção em larga escala dessa fonte. Por outro lado, a energia PV pode complementar a geração hidrelétrica em períodos secos, além de aumentar a capacidade da mesma de atendimento à demanda de ponta do sistema. O autor menciona ainda que apesar do sucesso prático da operação hidro/PV observada na usina híbrida de Longyangxia, na China, há escassez de material teórico sobre o tema, o que o motivou a desenvolver uma metodologia para operação de usinas deste tipo, baseada no histórico de dados registrados durante a operação da usina PV Longyangxia de 320 MW_p com a hidrelétrica de mesmo nome cuja capacidade instalada é de 1280 MW.

Basicamente, a operação em questão pode ser resumida da seguinte forma:

- (i) a energia gerada pela usina PV, construída a 49km da hidrelétrica, é transmitida para a subestação principal, na qual serão conectadas ambas as fontes ao sistema elétrico através de linhas de transmissão de alta tensão de 330 kV;
- (ii) a usina PV trabalha em conjunto com outros quatro geradores hidrelétricos para atendimento à demanda de energia elétrica programada pelo operador do sistema aumentando, assim, a capacidade de geração do conjunto em períodos secos e no atendimento à demanda de pico do sistema elétrico;

- (iii) a potência de saída aleatória da usina PV pode ser compensada pelas unidades hidrelétricas de maneira a obter uma energia mais estável no ponto de conexão com o sistema elétrico.

As duas formas de compensação descritas anteriormente para a operação coordenada serão apresentadas com mais detalhes nas próximas subseções.

3.4.1 Compensação da instabilidade da energia PV pela UHE

A compensação da energia PV pela UHE é um processo de dois estágios. Na primeira etapa, através de um pequeno ajuste na vazão de entrada das turbinas hidráulicas, as unidades hidrelétricas são utilizadas para suavizar a curva de saída em forma de dente de serra da energia PV (AN et al., 2015), como mostrado na Figura 3.19.

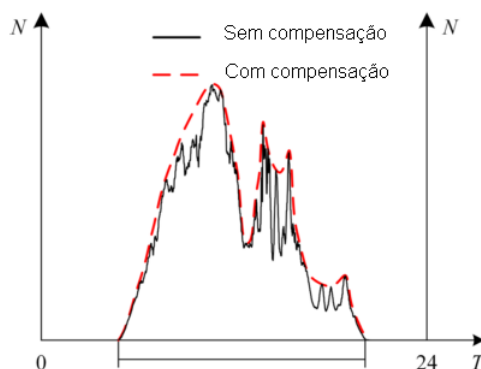


Figura 3.19 – Primeiro estágio de compensação da energia PV pela UHE

Fonte: An et al. (2015) adaptado

Na segunda etapa, dependendo da quantidade de água armazenada no reservatório e da capacidade de tomada de carga dos geradores hidrelétricos, a UHE é capaz de eliminar a aleatoriedade e a intermitência da saída PV, ajudando a manter uma produção total constante (AN et al., 2015), conforme mostrado na Figura 3.20.

3.4.2 Compensação da queda de produção da UHE pela energia incremental da usina PV

A energia gerada por uma UHE depende fortemente da quantidade de água disponível em seu reservatório, portanto, em períodos úmidos a geração hidrelétrica é maior, enquanto em períodos secos o mesmo volume de água não pode ser turbinado por questões técnicas, de segurança operativa do reservatório e econômicas. No Brasil, o sistema elétrico é planejado para armazenar água durante o período úmido para ser utilizada durante o período seco (FREITAS et al., 2014). Além das variações sazonais

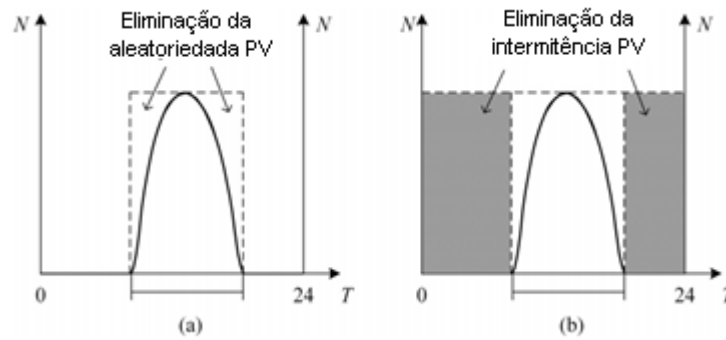


Figura 3.20 – Segundo estágio de compensação PV pela UHE: verifica-se a eliminação em (a) da aleatoriedade e em (b) da intermitência.

Fonte: An et al. (2015) adaptado

citadas anteriormente, há também as variações do recurso hídrico em escala de tempo anual, na qual pode-se observar anos em que o volume de chuvas é maior, inclusive na estação seca, enquanto em outros o volume de chuvas é pequeno mesmo na estação úmida. Dessa forma, a geração anual da hidrelétrica será afetada como um todo.

Por outro lado, a energia gerada pela usina PV depende da irradiação solar incidente a qual, no Brasil, apresenta variabilidade interanual muito baixa (MARTINS et al., 2008). Isso significa que o montante de energia solar que chega ao território é praticamente o mesmo independentemente do ano analisado. Além disso, é provável que mais energia será gerada pela usina PV na estação seca, na qual dias nublados serão mais raros do que na estação úmida. Assim, durante a estação seca de um ano seco, a produção PV pode compensar a deficiência de energia hidráulica da UHE, enquanto que durante a estação úmida de um ano úmido, a energia hidrelétrica pode suportar a variabilidade da energia PV, formando assim a complementaridade sazonal e interanual da energia hidrelétrica e PV (AN et al., 2015).

Em escala de tempo diária, durante as horas de sol a geração PV atende parte da demanda que deveria ser atendida pela geração hidráulica, assim a os geradores hidrelétricos podem reduzir sua produção e turbinar menos água para atender à demanda. Já no período noturno a energia hidrelétrica pode compensar a ausência de produção da energia PV e atender à demanda de pico do sistema elétrico consumindo o volume de água, armazenado durante as horas de sol, para aumentar sua produção. Assim, a energia hidrelétrica pode ser despachada de forma mais flexível o que a torna mais eficiente para atendimento à ponta do sistema (AN et al., 2015). Em resumo, a complementaridade da energia hidrelétrica e PV consiste no seguinte:

- No horizonte de curto prazo, a hidrelétrica pode compensar a variabilidade da energia PV através de sua capacidade de resposta rápida às variações da mesma, conforme Figura 3.20.

- No horizonte de médio e longo prazo e para atendimento ao pico da carga, a energia excedente gerada pela usina PV compensa a deficiência energética da hidrelétrica.

Uma vez que esta compensação é implementada, tem-se a operação hidro/PV coordenada que melhora a qualidade da energia PV, evitando a contratação de reservas girantes para acomodá-la e permitindo sua transmissão para centros de carga distantes (FANG et al., 2017). Assim, pode-se modelar a usina PV como uma nova unidade geradora do conjunto, elevando a capacidade total de geração da usina híbrida (AN et al., 2015).

3.5 Aumento da eficiência dos painéis PV pelo efeito de arrefecimento

3.5.1 Influência da temperatura na eficiência do módulo PV

A radiação solar incidente pode ser considerada como "unidades de energia" discretas chamadas fótons. A energia de um fóton é uma função da frequência da radiação (e, portanto, também do comprimento de onda da mesma) e é dada pela equação 3.4 (DUFFIE; BECKMAN, 2005).

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (3.4)$$

Onde h é a constante de Planck ($h = 6,63 \times 10^{-34}$ joule-seg), c é a velocidade da luz ($c = 2,998 \times 10^8$ m/s), ν é a frequência do fóton em Hz e λ é o comprimento de onda do fóton em metros.

Uma vez que as energias ao nível atômico são tipicamente expressas em elétron-volts ($1 \text{ eV} = 1,6 \times 10^{-19}$ joules) e os comprimentos de onda são tipicamente expressos em micrômetros (μm), é possível expressar o produto hc em unidades apropriadas de modo que λ seja expresso em μm . Assim, E será expresso em eV pela Equação 3.5 (MESSENGER; VENTRE, 2004) pela qual verifica-se que os fótons mais energéticos são aqueles menor comprimento de onda.

$$E = \frac{1,24}{\lambda} \quad (3.5)$$

A célula fotovoltaica é uma junção pn especialmente projetada para este fim. Quando a célula é iluminada, se a energia do fóton (E) for grande o suficiente (isto é, alcance a energia de bandgap (E_g) do material), os pares de elétrons-lacunas são produzidos pela interação destes com os átomos da célula. O campo elétrico criado pela junção celular faz com que os pares de elétrons-lacunas gerados se separem, com os elétrons se desviando para a região n da célula e as lacunas ficam flutuando na região p. Dessa forma, cria-se

uma diferença de potencial entre essas regiões o que é conhecido como efeito fotovoltaico (MESSENGER; VENTRE, 2004).

Existem muitos de tipos de semicondutores e de métodos de fabricação que são utilizados na confecção das células solares. Silício amorfo ou policristalino (Si), sulfeto de cádmio (CdS), arseneto de gálio (GaAs) entre outros. Para cada material, existe um nível mínimo de energia (e , portanto, um comprimento de onda máximo) que os fótons devem possuir para serem capazes de criar de um par de elétron-lacuna. Para alcançar o E_g do silício, por exemplo, o comprimento de onda máximo é de $1,15 \mu m$. Desse modo, a radiação com comprimentos de onda maior do que este valor não é capaz de produzir o efeito fotovoltaico neste material, porém é convertida em calor pela célula. Da mesma forma, a energia dos fótons que excede o E_g do material (comprimentos de onda menores) também é convertido em calor. Somente a partir dessas considerações, a eficiência teórica máxima das células de silício é de 23%. Soma-se a isso as perdas de reflexão na superfície superior das células (que podem ser reduzidas por revestimentos anti-reflexo) e também efeitos elétricos que limitam a produção de células e deterioram ainda mais a eficiência de conversão (DUFFIE; BECKMAN, 2005).

A Figura 3.21 mostra as curvas I-V de uma célula fotovoltaica ideal para diferentes níveis de iluminação, também é apresentada a característica I-V para uma célula real no mesmo gráfico. Para o caso ideal, Messenger e Ventre (2004) modelaram a característica I-V através da Equação 3.6.

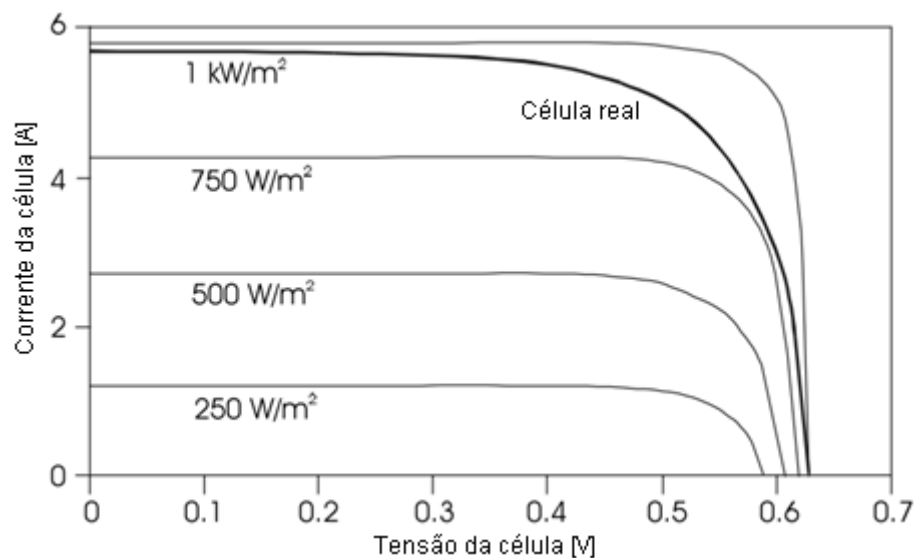


Figura 3.21 – Curva I-V para célula fotovoltaica ideal e real

Fonte: Messenger e Ventre (2004) adaptado

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (3.6)$$

Onde I_L é a componente da corrente da célula que depende altamente da intensidade e do comprimento de onda da luz incidente, I_0 é corrente de saturação inversa (corrente do diodo utilizado no modelo), $q = 1.6 \times 10^{-19}$ coul, $k = 1.38 \times 10^{-23}$ j/K e T é a temperatura da célula em Kelvin (K).

As curvas I-V das células fotovoltaicas reais diferem um pouco da curva ideal, devido à presença de resistências internas. Duffie e Beckman (2005) realizaram um modelo que considera essas resistências na curva I-V da fotocélula. No entanto, Soto, Klein e Beckman (2006) demonstraram que estas resistências não dependem da temperatura. Assim, considerando que esta análise tem o objetivo de avaliar o efeito da temperatura na potência de saída da fotocélula, o modelo ideal apresentado em (3) fornece um meio satisfatório para análise requerida. Multiplicando a corrente de saída da fotocélula (I) pela sua tensão de saída (V) obtêm-se a potência entregue pelo dispositivo. A Figura 3.22 mostra a curva de potência em função da tensão (característica P-V) da célula para diferentes níveis de iluminação. Esta curva é especialmente importante para determinação do ponto de operação da fotocélula que maximiza a energia transferida para a carga (MESSENGER; VENTRE, 2004).

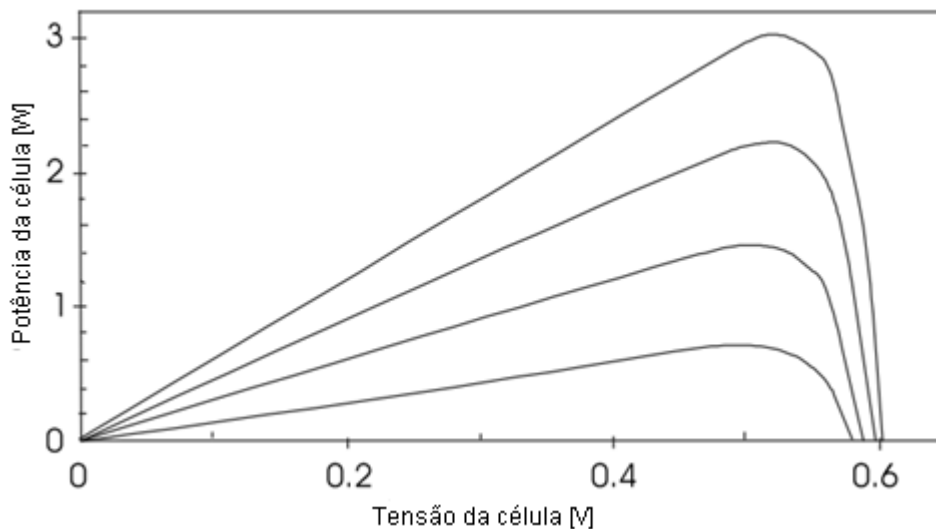


Figura 3.22 – Curva P-V para célula fotovoltaica ideal para 4 níveis de irradiação incidente

Fonte: Messenger e Ventre (2004) adaptado

A Figura 3.21 mostra que a fotocélula tem tanto uma tensão quanto uma corrente de limitação. Dessa forma, pode-se operar o dispositivo tanto sob circuito aberto quanto sob condições de curto-circuito sem danificá-lo. Para determinar a corrente de curto-circuito (I_{SC}), basta definir $V = 0$ no expoente da equação 3.6, resultando em $I_{SC} = I_L$. Assim, conclui-se que, I_{SC} é diretamente proporcional à radiação incidente, o que é uma boa aproximação em relação à condição real. Como normalmente $I_L \gg I_0$, a tensão em circuito aberto V_{OC} é uma função logarítmica da iluminação da célula (considerando a temperatura

constante), enquanto a corrente de curto-circuito (I_{SC}) é diretamente proporcional à iluminação da célula (tal como apresentado anteriormente) (MESSENGER; VENTRE, 2004).

Para determinar a tensão de circuito aberto, basta fazer a corrente da célula ser zero e resolver a Equação 3.6 para V_{OC} , resultando na Equação 3.7.

$$V_{OC} = \frac{kT}{q} \ln \frac{I_L + I_O}{I_O} = \frac{kT}{q} \ln \frac{I_L}{I_O} \quad (3.7)$$

Uma análise superficial da equação 3.7, revela que V_{OC} é diretamente proporcional à temperatura absoluta da célula (T). No entanto, com uma análise mais aprofundada, resolvendo 3.7 para I_O (corrente de saturação reversa), pode-se constatar também a dependência exponencial desta variável com a temperatura. Dessa forma, de acordo com (MESSENGER; VENTRE, 2004) o resultado quantitativo desta análise é que V_{OC} de uma célula fotovoltaica de silício diminui em 2,3 mV para cada °C de aumento de temperatura, o que equivale a uma variação de aproximadamente 0,5%/°C, enquanto I_{SC} permanece quase constante. A potência entregue pela fotocélula também é sensível a temperatura e diminui em aproximadamente 0,5%/°C. A Figura 3.23 mostra o efeito do aumento da temperatura absoluta na potência de saída da célula fotovoltaica através das curvas P-V para diferentes valores de T. Tal como apresentado no início desta seção, quando uma célula é iluminada, geralmente, menos de 20% da irradiação será convertida em eletricidade, sendo o restante convertida em calor, resultando em aquecimento da célula. Portanto, espera-se que a célula funcione sempre acima da temperatura ambiente, o que é representado pela temperatura absoluta T.

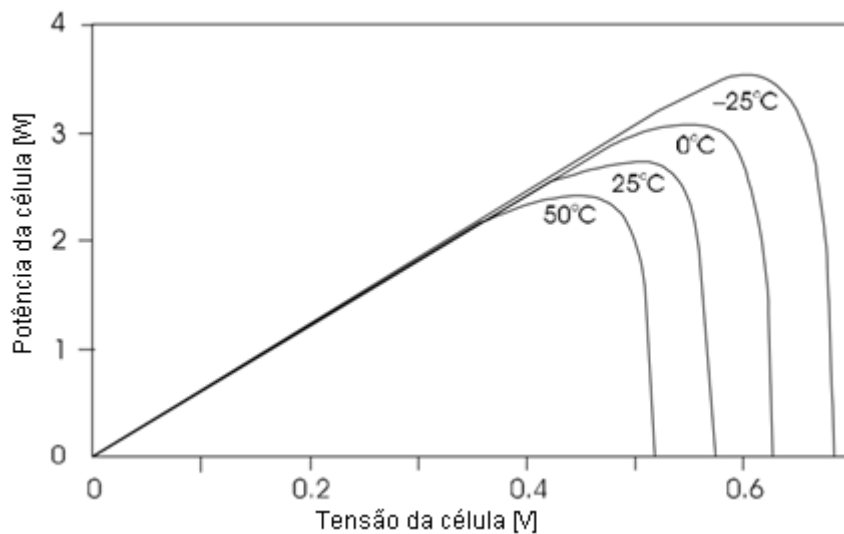


Figura 3.23 – Influência da temperatura na curva P-V para célula fotovoltaica

Embora a modelagem anterior tenha sido apresentada resumidamente, através dela pode-se verificar a grande influência que as condições de operação (radiação e temperatura) têm na potência disponibilizada pelas unidades fotovoltaicas. Além disso, ao analisar a Figura 3.23 fica evidente o efeito inversamente proporcional que a temperatura de operação exerce sobre a produção de energia da célula fotovoltaica e conseqüentemente do painel (formada por várias células) e da usina solar (formada por vários painéis).

Para obter a maior eficiência elétrica, o módulo fotovoltaico deve ser resfriado por um corpo ou sistema que absorva o calor extra do conjunto de células de alguma forma. As propriedades termofísicas da água são estabelecidas como um bom meio de arrefecimento (BAHAIDARAH et al., 2013). Como os painéis das USFs operam bem próximos à superfície da água, espera-se que os mesmos operem à temperaturas absolutas menores e com eficiências maiores do que os mesmos módulos instalados em terra. Além disso, se forem usadas estruturas de alumínio para suportar o módulo fotovoltaico flutuante, este funciona como condutor da temperatura mais fria da água até os painéis, reduzindo ainda mais a temperatura de operação dos módulos (KIM et al., 2016).

3.5.2 Comparação entre USFs e usinas PV terrestres (estudos de caso)

Choi (2014) realizou uma análise de desempenho de geração da primeira USF construída na Coreia, no reservatório de Juam, em comparação com um sistema PV terrestre construído no mesmo local no período de janeiro a julho de 2012. A USF e a planta terrestre de Juam têm cada uma doze módulos de 200W ($2,4 kW_p$), fixados com um ângulo de inclinação de 11° . Em maio, o fator de capacidade (FC) da USF foi 15,39% maior do que o sistema PV terrestre. Além disso, o FC médio da USF de janeiro a julho foi de 14%, enquanto o da PV terrestre foi de 13%, o que significa um ganho médio de 7,6% no período. Este ganho foi atribuído à redução da temperatura de operação do módulo da USF em relação ao da PV terrestre, a qual foi medida durante o período e apresentada no estudo. O autor concluiu que tal redução de temperatura deve-se ao efeito de arrefecimento nos módulos PV resultante da proximidade com a superfície da água a qual mantém as temperaturas de operação dos mesmos mais baixas.

Sacramento et al. (2015) investigou o aumento da eficiência de conversão devido ao uso de módulos flutuantes em comparação com módulos em terra nas condições climáticas encontradas na região semiárida do Brasil. Foram realizadas medições dos parâmetros elétricos dos dois módulos fotovoltaicos policristalinos no mesmo período dia (das 11h às 14h) durante quatro dias consecutivos em fevereiro de 2015. O experimento foi realizado no Laboratório de Energias Alternativas (LEA) da Universidade Federal do Ceará (UFC) e para o teste do módulo flutuante foi utilizado um tanque de água de 12.000 litros. Para avaliar o processo de resfriamento, foram utilizados sensores PT-100 para medições de temperatura. Estes foram ligados diretamente às superfícies frontal e traseira dos painéis

além disso, utilizou-se mais um sensor para medição da temperatura ambiente. Para coletar os dados elétricos dos painéis foi utilizado um dispositivo de medição capaz de traçar curvas I-V de ambos os módulos flutuantes. Os resultados obtidos apontaram para um ganho de eficiência do módulo flutuante em relação ao terrestre variando entre 9,52% e 14,5%, com média de 12,5%. Ademais, as medições de temperatura obtidas na superfície frontal do módulo flutuante foram em média 17,64°C menores do que no terrestre enquanto para a superfície traseira esta variação foi de 20,76°C.

Ueda et al. (2008) analisou a produção de um sistema fotovoltaico instalado na superfície da água do reservatório de Aichi ike no Japão, no qual foram instalados dois conjuntos de sistemas fotovoltaicos flutuantes de 10 kW_p . Um sistema de rega intermitente foi instalado em um dos sistemas flutuantes e o desempenho comparado com um sistema fotovoltaico de 10 kW montado no solo na beira do lago. Como resultado, o índice de perda devido ao aumento da temperatura do módulo foi reduzido de 17% para 7,4% em agosto de 2007. Embora o efeito de resfriamento tenha se tornado menor no inverno, ainda assim, registrou-se uma melhora de aproximadamente 3%. Os resultados de 5 anos de medições deste sistema foram investigados e apresentados com mais detalhes na referência citada.

Uma análise dos resultados apresentados em (CHOI, 2014) (SACRAMENTO et al., 2015) (UEDA et al., 2008) permite concluir que as diferenças climáticas e o ângulo de inclinação dos módulos PV são as variáveis que mais contribuem para as divergências entre os resultados de ganho de eficiência dos painéis PV flutuantes apresentados em cada estudo de caso.

3.6 Modelagem da energia PV como vazão equivalente à usina híbrida

A modelagem da usina PV como uma unidade adicional de geração proposta por An et al. (2015) pode não ser a melhor opção para o sistema elétrico brasileiro que utiliza métodos de operação e planejamento baseados nas vazões afluentes dos rios (ONS, 2015). Considerando que a energia PV gerada para complementar a hidrelétrica corresponde ao volume de água que a mesma deixou de turbinar e armazenou no reservatório, conforme apresentado na seção anterior, pode-se utilizar o modelo apresentado em (GLASNOVIC; MARGETA; OMERBEGOVIC, 2013) para converter a energia PV em uma vazão equivalente que chega ao reservatório no período analisado. Nesta referência, a vazão equivalente é obtida através do bombeamento de água do reservatório inferior até o superior, processo que utiliza energia de uma usina PV construída em um terreno próximo a hidrelétrica reversível, tal como apresentado na Figura 3.24.

Esta modelagem pode ser utilizada no propósito deste trabalho considerando a etapa de bombeamento ideal, ou seja, toda a energia PV é convertida em vazão equivalente

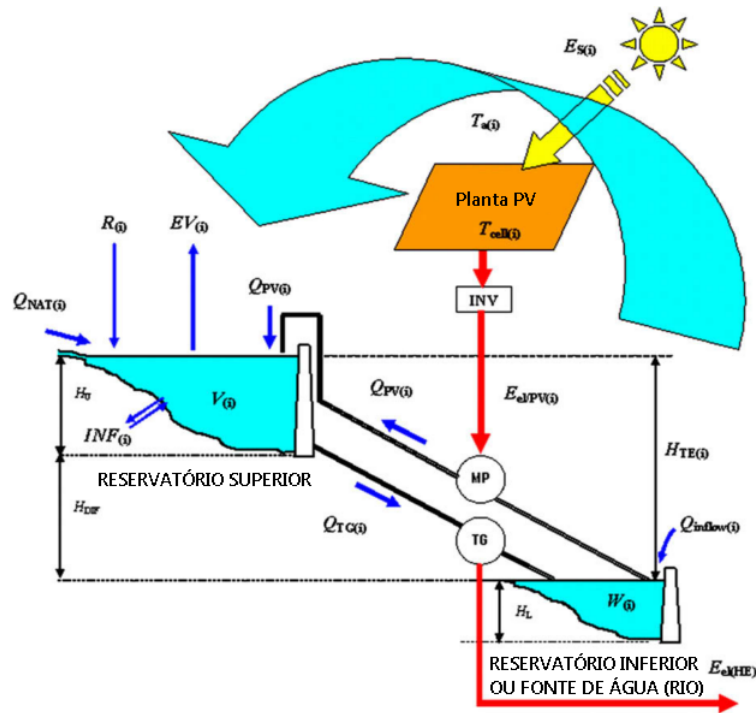


Figura 3.24 – Esquema da usina hidrelétrica reversível com bombeamento solar

Fonte: Glasnovic e Margeta (2009) adaptado

que chega ao reservatório no período analisado já que as perdas da usina PV (perdas nos inversores, cabos, sombreamento, etc) são computadas na simulação do PVSyst®.

Assim, será possível mensurar os benefícios da operação coordenada hidro/PV em mercados elétricos regulados e com predominância da fonte hidrelétrica, como no caso do Brasil, onde o nível de despacho ótimo das usinas é obtido com o mínimo custo de operação do sistema, cujas principais variáveis de entrada são as vazões afluentes aos aproveitamentos hidrelétricos (CEPEL, 2017).

3.7 Redes coletoras para interligação à subestação principal

A infraestrutura elétrica de um parque eólico ou solar é projetada com intuito de baixar o máximo possível o investimento necessário para sua execução, bem como minimizar as perdas na transmissão elétrica e garantir alta tolerância a falhas. A configuração interna das redes coletoras é antes de mais nada um problema geométrico. Pois os locais de construção dos geradores (eólico ou solar) são determinados para atender uma série de fatores que podem prejudicar seu desempenho tais como, disponibilidade do recurso, questões técnicas, além disso há também questões ambientais que devem ser respeitadas. No entanto, a construção das redes coletoras não é considerada nesta etapa de concepção do parque gerador. Assim, projetar a infraestrutura elétrica é uma tarefa executada após

a alocação das unidades geradoras no parque e consiste em interligar estes geradores de maneira que os custos, a complexidade do sistema elétrico e as perdas sejam os mínimos possíveis. Mesmo em parques de grande porte, as perdas de transmissão de energia não devem exceder 2% (HAU, 2006).

A referência (HAU, 2006) trata da infraestrutura elétrica para parques de geração eólica, no entanto, pode-se utilizar os mesmos conceitos apresentados para embasar o método de construção das redes coletoras internas dos parques soalres.

Assim, conforme Hau (2006), os parques eólicos com turbinas na classe megawatt têm sempre sua saída em nível de média tensão pois, a maioria das turbinas grandes possui sua própria estação transformadora embutida na torre eólica a qual permite que as turbinas sejam conectadas individualmente em tensões padronizadas na ordem de 20 kV. No entanto, parques geradores eólico com potência total superior a 20 MW não podem ser conectados diretamente ao sistema elétrico de média tensão, pois a estabilidade do sistema de potência neste nível de tensão não é segura para transportar estes montantes de energia. Por esta razão, a única opção é a construção de um sistema de alta tensão (110, 220 kV ou tensões similares) que, na maioria dos casos, requer a construção de uma subestação de alta tensão interna ao parque gerador e linhas de alta tensão para conexão com o sistema elétrico, tal como apresentado na figura 3.25 . Tendo em vista os custos dos equipamentos de alta tensão, pode-se concluir que os custos para a conexão de um grande parque eólico é considerável e que o tamanho das linhas de transmissão de alta tensão influenciam diretamente neste custo.

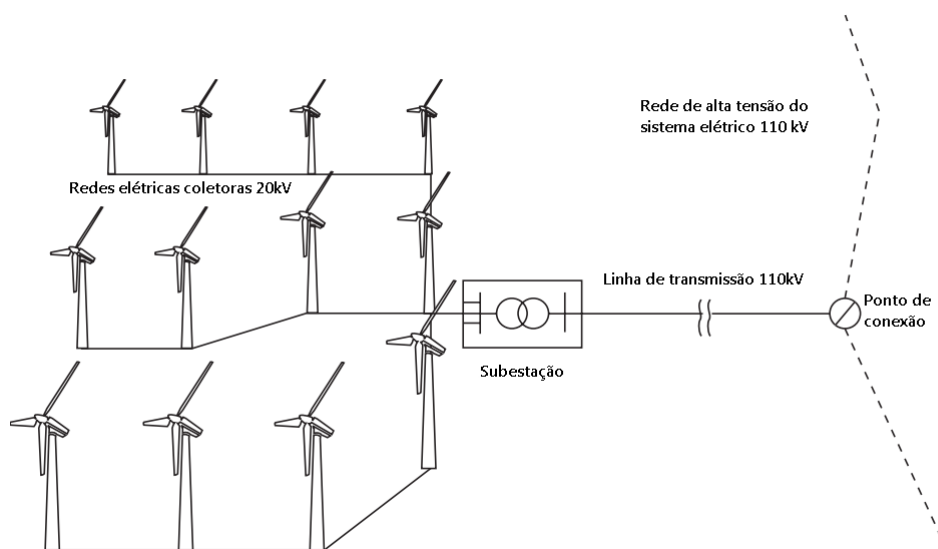


Figura 3.25 – Redes coletoras internas e subestação de alta tensão para um parque eólico de grande porte

Fonte: Hau (2006) adaptado

4 Materiais

4.1 Usinas hidrelétricas analisadas

O estudo de caso será realizado nas hidrelétricas da bacia do rio São Francisco que localizam-se entre as regiões Sudeste e Nordeste do Brasil ao longo dos 2.863 km percorridos pelo rio São Francisco e seus afluentes. A figura 4.1 apresenta o esquema das UHEs que compõe a cascata e a tabela 4.1 apresenta os principais dados das mesmas.

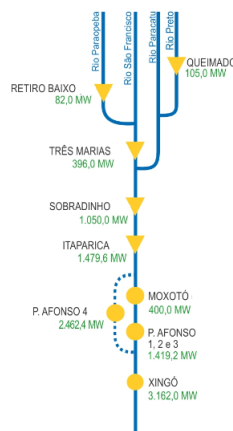


Figura 4.1 – UHEs em cascata na bacia do rio São Francisco

Fonte: ONS (2017) adaptado

Tabela 4.1 – Principais dados das hidrelétricas analisadas

Hidrelétrica	Abreviação	Capacidade instalada [MW]	Área do lago [km^2]	Coordenadas geográficas [°]
Queimado	Queimado	105	39,4	-16,20/-47,32
Retiro Baixo	R. Baixo	82	22,6	-18,87/-44,77
Três Marias	T. Marias	396	1090,0	-18,21/-45,27
Sobradinho	Sobradinho	1050	4214,0	-9,43/-40,83
Itaparica	Itaparica	1480	828,0	-9,14/-38,31
Comp. Paulo Afonso e Apolônio Sales*	Comp. P.A e A.S	4280	115,7	-9,42/-38,21
Xingó	Xingó	3162	60,0	-9,63/-37,79

Nota: * As UHEs Paulo Afonso I, II, III e IV e a UHE Apolônio Sales (Moxotó) tem os dados de geração divulgados de maneira conjunta pelo ONS, não sendo possível conhecer a geração de cada UHE separadamente. Portanto, neste estudo serão utilizados os dados de geração do complexo.

Fonte: Próprio autor

Os dados mensais e anuais de geração das UHEs analisadas foram obtidos a partir dos documentos denominados Infomercados individuais, apresentados nas referências (CCEE, 2015), (CCEE, 2016) e (CCEE, 2017) de autoria da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para os anos de 2014, 2015 e 2016.

4.2 Painel PV utilizado no estudo

O painel PV utilizado na simulação foi o modelo genérico de silício policristalino de 60 células e potência de $250W_p$ disponível na categoria de painéis *Generic* do banco de dados do PV Syst®. As dimensões do painel são apresentadas na figura 4.2 e as curvas I-V para diferentes níveis de irradiação, bem como as curvas P-V para diferentes níveis de temperatura são apresentadas na figura 4.3.

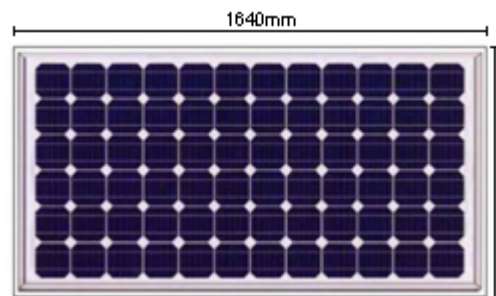


Figura 4.2 – Dimensões do painel PV utilizado no estudo

Fonte: Santafé (2011) adaptado

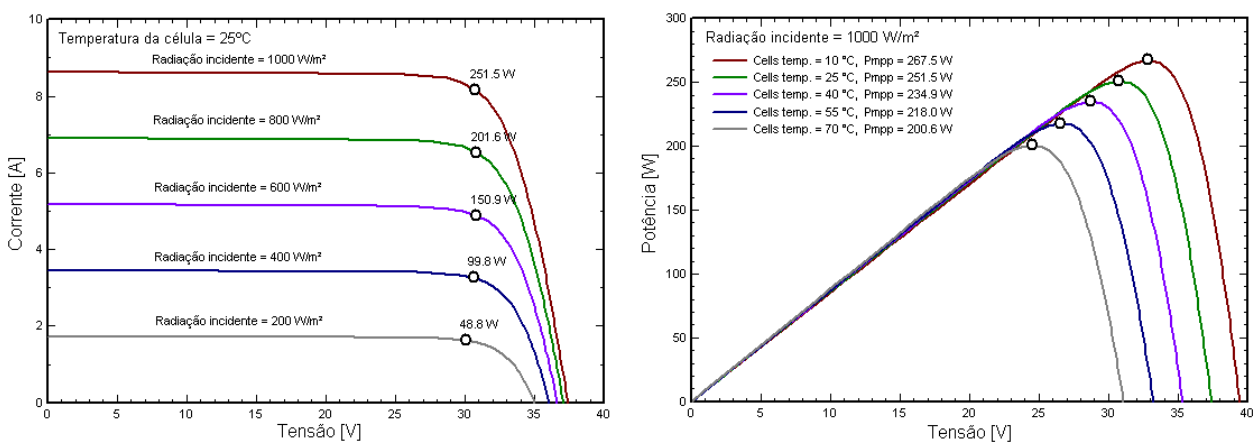


Figura 4.3 – Curvas I-V e P-V para o painel utilizado no estudo

Fonte: PVSYST (2017) adaptado

4.3 Dados econômicos

Os dados econômicos e os custos utilizados para o cálculo do LCOE são apresentados nas tabelas 4.2 e 4.3, respectivamente.

Tabela 4.2 – Dados econômicos utilizados

Taxa de desconto - DR [%]	10
Vida útil da planta [anos]	25
Degradação dos painéis PV [%/ano]	0,6
Custo de operação e manutenção [%invest./ano]	1
Valor residual [% investimento]	10
Ano de troca dos inversores	15
Custo redes elétricas coletoras (subterrâneas) [R\$/km]	91.000,00

Fonte: Próprio autor

Tabela 4.3 – Custos da USF em função do ângulo de inclinação

α°	Custo dos equipamentos PV	Custo da plataforma flutuante	Custo do sistema de ancoragem	Custo total [R\$/MW _p]
0	R\$ 2.656.773,79	R\$ 920.000,00	R\$ 147.200,00	R\$ 3.723.973,79
5	R\$ 2.656.773,79	R\$ 1.361.600,00	R\$ 239.200,00	R\$ 4.257.573,79
10	R\$ 2.656.773,79	R\$ 1.472.000,00	R\$ 294.400,00	R\$ 4.423.173,79
15	R\$ 2.656.773,79	R\$ 1.729.600,00	R\$ 368.000,00	R\$ 4.754.373,79
20	R\$ 2.656.773,79	R\$ 1.950.400,00	R\$ 441.600,00	R\$ 5.048.773,79
25	R\$ 2.656.773,79	R\$ 2.318.400,00	R\$ 515.200,00	R\$ 5.490.373,79
30	R\$ 2.656.773,79	R\$ 2.760.000,00	R\$ 625.600,00	R\$ 6.048.373,79

Fonte: Próprio autor

4.4 Dados meteorológicos para as simulações computacionais

4.4.1 Dados de irradiação solar para a simulação

Os dados de irradiação solar global horizontal (IGH) utilizados para realizar as simulações no PVSyst® foram obtidos na base de dados do projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), que coletou dados de irradiação solar via satélite e a partir de estações de medição no Brasil durante um período de 10 anos (1995-2005). A resolução espacial dos mapas de irradiação gerados por este estudo é de 10x10 km² e pode ser acessado de maneira online através do site que leva o mesmo nome do projeto (MARTINS et al., 2008). Os dados são fornecidos em irradiação média diária de cada mês. A localização das UHES no mapa do SWERA foi realizada através dos dados de coordenadas geográficas apresentados na tabela 4.1.

Os valores de irradiação difusa são calculados pelo próprio PVSyst® através do modelo de DirInt (*Dynamic Global to Direct Irradiance Conversion Models*) a partir dos dados mensais de irradiação global horizontal (PVSYST, 2017).

4.4.2 Dados de temperatura e velocidade do vento

Os dados de temperatura e velocidade do vento foram obtidos a partir da base de dados do Meteonorm 7.1 (METEONORM, sem data) da qual o PVSyst® é capaz de importar os valores diretamente. O Meteonorm 7.1 também apresenta a opção de importar os valores de irradiação solar, no entanto, tendo em vista que o projeto SWERA possui uma fundamentação mais científica para o tratamento estatístico dos dados, optou-se pela utilização do mesmo.

5 Metodologia

Neste capítulo serão apresentados os métodos utilizados para atingir os objetivos específicos, descritos na introdução, e, conseqüentemente, o objetivo geral do trabalho que consiste em estruturar um procedimento para dimensionamento do potencial de utilização de USFs para operação coordenada com UHEs considerando aspectos técnicos, econômicos e ambientais de maneira conjunta. Assim, muitos dos métodos apresentados não são diretamente provenientes de referências e sim de adaptações ou mesmo criados pelo autor, tendo em vista a escassez de materiais científicos a respeito do tema abordado neste trabalho.

Os métodos apresentados a seguir são embasados na fundamentação teórica. Assim, as próximas subseções devem ser relacionadas com as subseções do capítulo 3 para um melhor entendimento dos conceitos apresentados. Neste sentido, preservou-se a mesma ordem das seções apresentadas no capítulo anterior, a fim de facilitar a correlação entre as seções descritas a seguir e anteriormente.

5.1 Método para análise da ociosidade de usinas hidrelétricas

A fim de constatar o atendimento ao critério de energia firme ou garantia física por parte das UHEs, pode-se relacionar a energia produzida anualmente pelo empreendimento hidrelétrico com a energia mínima esperada para o período de tempo analisado. Assim, pode-se calcular o índice de ociosidade $IOC(i)$ das mesmas através da equação 5.1.

$$IOC_{(i)} = \frac{EG_{(i)} - GF_{(i)}}{GF_{(i)}} \quad (5.1)$$

Onde, $GF_{(i)}$ é a garantia física calculada para o ano i , comumente expressa em MWm (megawatts médios), que denota o número de MWh produzidos ao longo das 8760 horas de um ano, e $EG_{(i)}$ é a energia gerada pela usina durante o ano i também em MWm.

O índice de ociosidade é um valor adimensional e pode ser interpretado da seguinte forma:

$IOC_{(i)} \geq 0$, a usina hidrelétrica apresentou geração superior à sua energia firme para o ano i ;

$IOC_{(i)} < 0$, a usina hidrelétrica apresentou geração inferior à sua energia firme para o ano i .

Além disso, o módulo de $IOC_{(i)}$ pode ser interpretado como o percentual de energia excedente ou deficitária em relação à energia firme para o ano i .

5.2 Método para orientação ótima dos painéis PV em USFs

5.2.1 Método para avaliação da influência da inclinação dos módulos PV no custo da energia

Pode-se utilizar a equação 3.3, que apresenta uma formulação matemática simplificada para o LCOE de usinas PV de grande porte, para avaliar a melhor opção de inclinação α em um projeto de uma USF instalada em uma determinada localidade geográfica. Para tanto, deve-se incorporar à mesma a influência da variação α , LCOE (α), nas variáveis apresentadas na equação original, conforme descrito em (DARLING et al., 2011). Em seguida, deve-se buscar o valor mínimo da função LCOE (α) conforme a equação 5.2.

$$\min LCOE(\alpha) = \frac{C_i(\alpha) + \sum_{n=1}^N \frac{AO(\alpha)}{(1 + DR)^n} + \frac{RV(\alpha)}{(1 + DR)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{E_O(\alpha) \cdot (1 - SDR)^n}{(1 + DR)^n}} \quad (5.2)$$

Onde $C_i(\alpha)$ é o custo inicial, $AO(\alpha)$ é o custo anual de operação, $RV(\alpha)$ é o valor residual e $E_O(\alpha)$ é a energia produzida no primeiro ano, todos sensíveis ao tamanho da planta e, portanto, a α . SDR é a taxa anual de degradação do sistema PV, N é o número de anos da vida útil da USF e DR é a taxa de desconto.

Para o cálculo da energia produzida ($E_O(\alpha)$) deve-se considerar as perdas por sombreamento mútuo, as quais só podem ser totalmente evitadas se as fileiras forem muito espaçadas, tornando o custo do sistema flutuante inviável conforme apresentado na fundamentação teórica. Portanto, é necessário estabelecer um período do dia no qual a usina estará livre de sombras e garantir que este não seja excedido na etapa de cálculo da energia gerada pelos diferentes valores de α . Neste trabalho, o período do dia sem sombreamento mútuo foi estabelecido como sendo das 8h às 16h.

5.2.2 Método para definição das restrições ao ângulo de inclinação (poeira e ação do vento)

5.2.2.1 Inclinação mínima para reduzir as perdas por acúmulo de poeira

O estudo do acúmulo de poeira sobre a superfície dos painéis PV define o valor mínimo de inclinação que deve ser utilizado para que as perdas por sujeira acumulada sejam mantidas em níveis aceitáveis e também para que a própria água da chuva auxilie na limpeza dos painéis, evitando manutenções constantes. Portanto, para determinação da mínima inclinação que garanta um nível aceitável de perdas por acúmulo de poeira para as USFs instaladas nos reservatórios de hidrelétricas será necessário realizar uma revisão de literatura sobre o tema buscando trabalhos desenvolvidos no Brasil.

Assim, conhecendo-se o ângulo mínimo para as localidades geográficas dos reservatórios das UHEs onde as USFs serão construídas, pode-se definir a equação de restrição 5.3.

$$\alpha \geq \text{ângulo mínimo} \quad (5.3)$$

5.2.2.2 Inclinação máxima para limitação dos esforços do vento

É de suma importância avaliar os efeitos do ângulo de inclinação dos módulos PV na intensidade das forças causadas pelo vento sobre a plataforma flutuante e sobre o sistema de ancoragem da mesma. A partir da norma brasileira para cálculo de forças causadas pelo vento, NBR 6123 (ABNT, 1988), o primeiro passo para determinação das forças causadas pelo vento é definir a velocidade básica do local no qual a USF será construída.

A NBR 6123 adota como velocidade básica do vento (V_0) a velocidade de uma rajada de 3 segundos, excedida na média uma vez em 50 anos, medida 10 m acima do terreno, em campo aberto. Os valores adotados para as diversas regiões do país são apresentadas no mapa das isopletas, com intervalos de 5 m/s, conforme a figura 5.1.

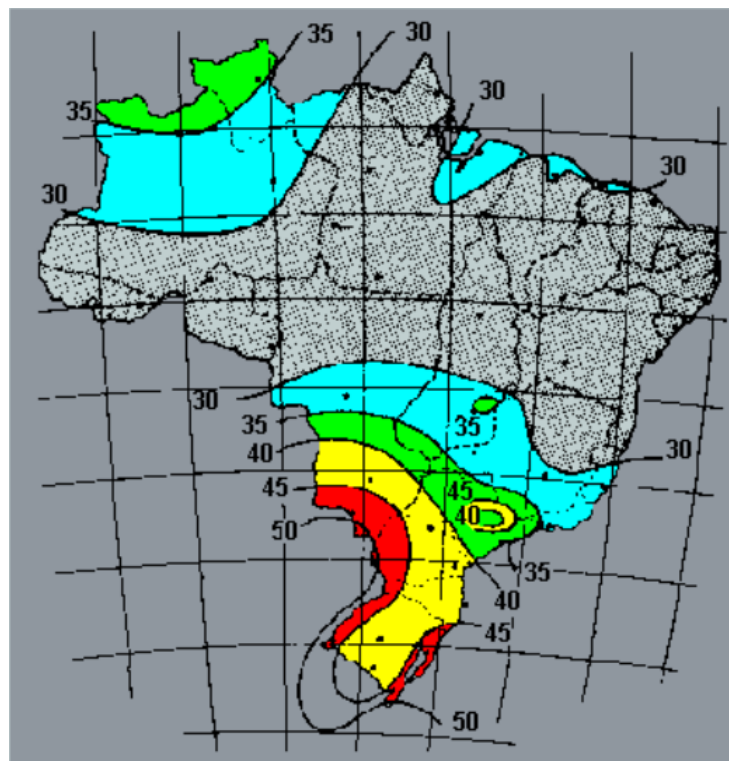


Figura 5.1 – Velocidades básicas adotadas no Brasil

Fonte: ABNT (1988)

Após definir V_0 , é necessário considerar os seguintes fatores que podem influenciar na velocidade do vento:

- **Fator topográfico (S_1):** O fator topográfico leva em conta as variações do relevo do terreno (por exemplo, terreno plano, acidentado, morros, taludes, etc) ;
- **Fator de rugosidade do terreno, dimensões da edificação e altura sobre o terreno (S_2):** O fator S_2 considera o efeito combinado da rugosidade do terreno, da variação da velocidade do vento com a altura acima do terreno e das dimensões da edificação ou parte da edificação em consideração;
- **Fator estatístico (S_3):** O fator estatístico S_3 é baseado em conceitos estatísticos, e considera o grau de segurança requerido e a vida útil da edificação. Segundo a definição de 5.1, a velocidade básica V_0 é a velocidade do vento que apresenta um período de recorrência médio de 50 anos. A probabilidade de que a velocidade V_0 seja igualada ou excedida neste período é de 63%.

Assim, a partir da equação 5.4 pode-se obter a velocidade do vento característica, que será utilizada para os cálculos dos esforços causados pelo escoamento do vento na USF.

$$V_k = V_0 \cdot S_1 \cdot S_2 \cdot S_3 \quad (5.4)$$

Com a velocidade característica do vento é possível determinar a pressão dinâmica, a qual pode ser obtida através da equação 5.5.

$$q = 0,613 \cdot V_k^2 \quad (5.5)$$

Como a força do vento depende da diferença de pressão nas faces opostas da parte da estrutura em estudo, os coeficientes de pressão são dados para superfície externa e superfície interna do mesmo. No entanto, atualmente, assim como as normas internacionais que tratam das forças do vento em estruturas, a NBR 6123/88 não fornece procedimentos adequados e nem coeficientes aerodinâmico ou de pressão para avaliar os esforços em instalações PV. Desse modo, assim como foi realizado por Santafé (2011) serão adotado coeficientes pertencentes a estruturas mais ou menos similares aos painéis PV sobre plataformas.

Dos elementos estruturais apresentados na norma em questão, o que mais se aproxima de uma estrutura PV flutuante como as apresentadas na figura 3.7 e nas referências (ISIGENERE, sem data) e (CIEL&TERRE, sem data) é o “telhado com uma água em edificações de planta retangular” no qual o telhado representa o módulo PV

e a edificação representa o flutuador que é parcialmente permeável nas quatro faces ao escoamento do vento. A vista superior e o corte desse elemento estrutural extraído de (ABNT, 1988) podem ser vistos na figura 5.2.

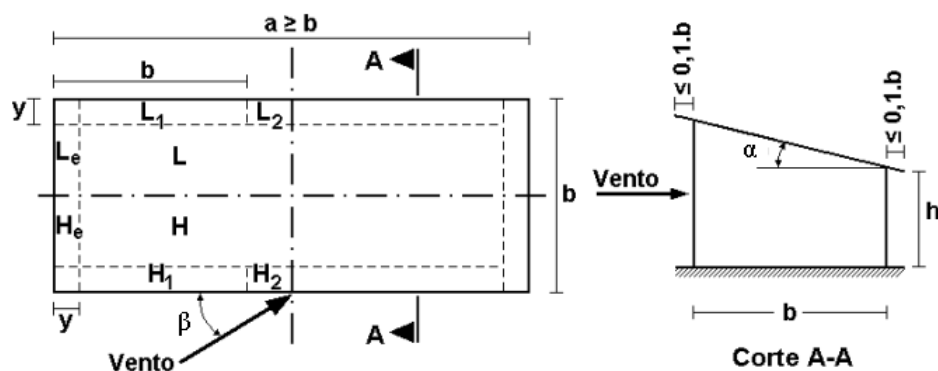


Figura 5.2 – Vista superior e o corte do telhado com uma água em edificações de planta retangular

Fonte: ABNT (1988) adaptado

Definido o elemento estrutural que será utilizado como modelo do conjunto flutuador e painel PV, através da NBR 6123/88 pode-se obter os coeficientes de pressão externos C_{pe} para o vento incidindo em diferentes ângulos, tal como apresentado na figura 5.3.

α	Valores de C_e para ângulo de incidência de:									
	90^0 (A)		45^0		0^0		-45^0		-90^0	
	H	L	H	L	H e L (B)	H e L (C)	H	L	H	L
05^0	-1,0	-0,5	-1,0	-0,9	-1,0	-0,5	-0,9	-1,0	-0,5	-1,0
10^0	-1,0	-0,5	-1,0	-0,8	-1,0	-0,5	-0,8	-1,0	-0,4	-1,0
15^0	-0,9	-0,5	-1,0	-0,7	-1,0	-0,5	-0,6	-1,0	-0,3	-1,0
20^0	-0,8	-0,5	-1,0	-0,6	-0,9	-0,5	-0,5	-1,0	-0,2	-1,0
25^0	-0,7	-0,5	-1,0	-0,6	-0,8	-0,5	-0,3	-0,9	-0,1	-0,9
30^0	-0,5	-0,5	-1,0	-0,6	-0,8	-0,5	-0,1	-0,6	0	-0,6

Figura 5.3 – Coeficientes de pressão externa para telhado com uma água em edificações de planta retangular

Fonte: ABNT (1988) adaptado

Os coeficientes de pressão interna C_{pi} dependem da permeabilidade das faces do flutuador, que no caso é representado pelas paredes da edificação. Assim, a orientação da NBR 6123/88 é utilizar os valores de $C_{pi} = -0,3$ ou $C_{pi} = 0$ o que for mais nocivo, ou seja, o que resultar na maior força sobre o conjunto painel PV e flutuador.

Para determinar a força causada pelo vento, deve-se utilizar a equação 5.6 na qual cada valor de C_{pe} apresentado na figura 5.3 deve ser combinado com ambos valores de C_{pi} e multiplicados pela pressão dinâmica e pela área do painel PV.

$$F = (C_{pe} - C_{pi}) \cdot q \cdot A \quad (5.6)$$

Dessa forma, será possível obter as forças resultantes para cada valor de α e para cada ângulo de incidência do vento. Os valores das forças a serem adotados são os maiores valores dentre os cinco possíveis ângulos de incidência. Essa força resultante tem a direção normal à superfície do painel, tal como apresentado na figura 3.6.

Como o painel possui inclinação α , a mesma pode ser decomposta em uma componente horizontal e outra vertical. A componente horizontal, ou de arrasto, deve ser contrabalanceada pelos sistemas de ancoragem e seu valor aumenta à medida que α torna-se maior.

Portanto, a restrição ao valor máximo do ângulo de inclinação α será determinado pelo esforço máximo que o sistema de ancoragem consegue resistir. Assim, a equação 5.7 apresenta esta condição de restrição ao valor da inclinação α .

$$\alpha \leq \text{ângulo máximo} \quad (5.7)$$

5.3 Métodos para configuração da simulação computacional

O cálculo da energia PV em função das inclinações, $E_O(\alpha)$, foi realizado no software PVSyst®. No qual não há a opção de simular uma usina PV flutuante mas pode-se ajustar os parâmetros disponíveis (albedo ou coeficiente de reflexão da água, modelo matemático de resfriamento natural do vento, perdas por acúmulo de poeira) e aproximar a simulação das condições desejadas, conforme será descrito nas subseções a seguir. As simulações foram realizadas para uma usina PV de $1MW_p$ com objetivo de obter a energia normalizada (MW_h/MW_p), que permite estimar a geração para qualquer potência de pico, e a densidade de potência (kW_p/m^2), que permite estimar a área necessária para instalação de qualquer potência de pico.

5.3.1 Modelo de simulação utilizado

Utilizou-se o modelo de simulação *Unlimited Sheds* para dimensionar as perdas por sombreamento mútuo entre as fileiras de painéis, que podem ser significativas para usinas PV de grande porte caso a distância entre fileiras (*Pitch*) não seja corretamente determinada. O período de horas do dia no qual este sombreamento será evitado pode

ser controlado através do ângulo limite de sombreamento (θ). A figura 5.4 apresenta o esquema do modelo *Unlimited Sheds* e os principais parâmetros do mesmo.

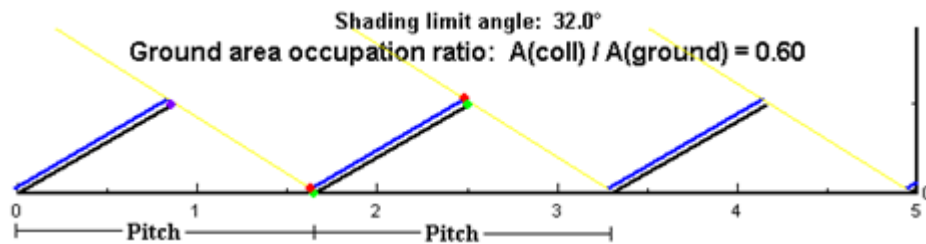


Figura 5.4 – Parâmetros do modelo *Unlimited Sheds* disponível no software PVSyst®

Fonte: PVSYST (2017) adaptado

Neste trabalho, o valor do *Pitch* será dimensionado para que no período de 8h às 16h não haja nenhum sombreamento mútuo entre as fileiras. Para relacionar o período do dia em horas com o valor de θ utilizou-se a ferramenta *Sun Paths* na qual é apresentada a carta de trajetória solar da localidade em estudo e as linhas de sombreamento mútuo, que indicam em qual período do dia a usina PV estará livre das perdas por sombreamento mútuo. Modificando o valor do (*Pitch*), pode-se ajustar essas linhas de sombra para que no período de 8h às 16h não haja perdas, tal como apresentado na figura 5.5. Após finalizar este ajuste, o valor de θ será determinado e para respeitar a condição horária descrita anteriormente, basta não ultrapassar o valor de θ ao repetir o procedimento para os demais α . No caso de utilizar um valor para ângulo limite de sombreamento menor do que o θ encontrado para condição das 8h às 16h, a usina PV estará livre de sombreamento mútuo em um período maior do que a condição anterior o que levará a perdas menores.

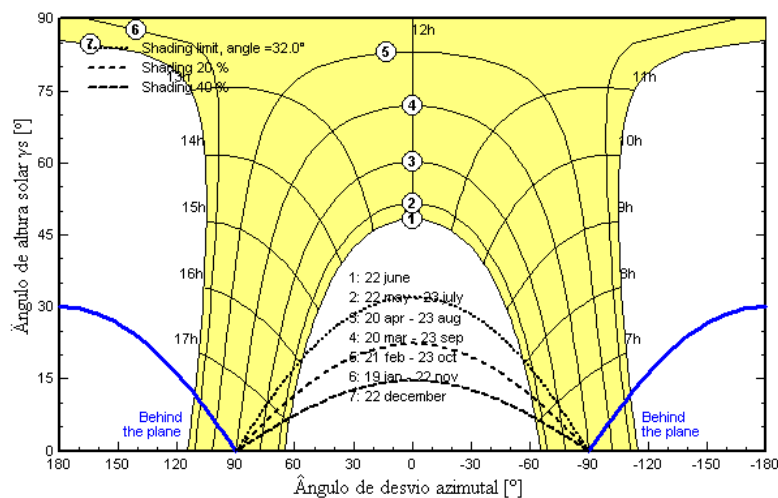


Figura 5.5 – Dimensionamento do período do dia sem perdas por sombreamento mútuo no PVSyst®

Fonte: PVSYST (2017) adaptado

5.3.2 Método para determinação do albedo da água

Um modelo para estimar o albedo (ρ) em diferentes corpos d'água é utilizado por Trapani (2014) e apresentado na Equação 5.8.

$$\rho = c^{r \cdot \sin(\gamma_s + 1)} \quad (5.8)$$

Onde c é o coeficiente de cor e r é o coeficiente de rugosidade (devido às ondulações) cujos valores são apresentados na Tabela 5.1 e γ_s é a altura solar, mostrando que o albedo varia com movimento do sol. Portanto, deve-se apresentar sempre a média e o desvio padrão de ρ . No PVSyst® pode-se ajustar o albedo para a média de ρ .

Tabela 5.1 – Coeficientes de cor e rugosidade para corpos d'água

Tipo de superfície e condições	Coeficiente de cor (c)	Coeficiente de rugosidade (r)
Lagos e lagoas de águas transparentes		
sem ondas	0,13	0,29
com ondulações até 2,5cm	0,16	0,70
com ondulações maiores que 2,5cm e eventuais <i>whitecaps</i>	0,23	1,23
com ondulações e <i>whitecaps</i> constantes	0,30	2,00
Lagos e lagoas de águas coloridas		
água verde com ondulações até 2,5cm	0,22	0,70
água suja sem ondas	0,19	0,29

Fonte: Trapani (2014) adaptado

5.3.3 Método para determinação do resfriamento natural do vento

Para determinação do tipo de resfriamento natural do vento ao qual os painéis instalados sobre plataformas flutuantes serão submetidos, será realizada uma revisão bibliográfica sobre o tema com o objetivo de determinar o grau de obstrução que os flutuadores analisados (ISIGENERE, sem data) e (CIEL&TERRE, sem data) oferecem ao escoamento do vento na parte traseira dos painéis PV. Com base nisso, será determinada o modelo térmico dos painéis PV a ser utilizado no software PV Syst®.

5.4 Método para limitação da potência de pico PV para operação coordenada com a UHE

Para garantir a capacidade de compensação da hidrelétrica durante o cenário mais crítico de geração PV, é necessário estabelecer restrições ao tamanho da usina PV. Neste sentido, Fang et al. (2017) estabeleceu de forma conservadora, a capacidade instalada da

hidrelétrica como o limite máximo da potência de pico PV a ser construída para operação coordenada, tal como descrito na seção 3.4. Assim, a condição de restrição à potência de pico PV pode ser descrita conforme a equação 5.9.

$$0 \leq P_{pico}^{PV} \leq P_{instalada}^H \quad (5.9)$$

Onde, P_{pico}^{PV} é a potência de pico da usina PV a ser construída para operação coordenada e $P_{instalada}^H$ é potência ou capacidade instalada da UHE na qual a USF será construída. Com este objeto de exploração da energia solar, fatores econômicos também devem ser avaliados para o dimensionamento ótimo da potência de pico, o que é apresentado na referência (FANG et al., 2017) para o modelo de mercado elétrico da China, porém isso não será abordado neste trabalho. Portanto, a restrição apresentada na equação 5.9 tem o objetivo de limitar apenas tecnicamente o tamanho da USF sem considerar questões econômicas.

5.5 Método para determinação do ganho de eficiência dos painéis PV pelo efeito de arrefecimento da água

O estudo do ganho de eficiência de painéis PV operando próximos à superfície da água define o fator multiplicativo que deve ser adotado para adequar os resultados da simulação obtidos no PVSyst® aos resultados esperados da mesma planta operando sobre os reservatórios das hidrelétricas.

Para determinação deste fator, será realizada uma revisão bibliográfica sobre o tema, buscando por estudos de caso que tenham realizado medições reais dos ganhos de eficiência que painéis operando próximos à superfície da água possam ter em relação a painéis operando em solo na mesma localidade geográfica.

5.6 Método para modelagem da energia PV como vazão equivalente à usina híbrida

Considerando que a energia PV gerada para complementar a hidrelétrica corresponde ao volume de água que a mesma deixou de turbinar e armazenou no reservatório, pode-se modelar a energia PV como uma vazão equivalente que chega ao reservatório no período i analisado. Em Glasnovic, Margeta e Omerbegovic (2013), a vazão equivalente é obtida através do bombeamento de água do reservatório inferior até o superior, processo que utiliza energia de uma usina PV construída próxima à hidrelétrica reversível, tal como na seção 3.6. Esta modelagem pode ser utilizada no propósito deste trabalho considerando a

etapa de bombeamento ideal, ou seja, toda a energia PV é convertida em vazão equivalente. A Equação 5.10 apresenta esta relação.

$$V_{EQ(i)} = \frac{E_{elPV}}{d \cdot g \cdot H_{liq(i)}} \quad (5.10)$$

Onde, $V_{EQ(i)}$ é a vazão equivalente correspondente à energia PV gerada no período i , E_{elPV} é a energia total gerada pela usina PV no período i , d é a densidade da água (1000 kg/m^3), g é constante gravitacional (9.81 m/s^2) e $H_{liq(i)}$ é a queda líquida (diferença entre o nível de montante do reservatório e a cota do canal de fuga no período i).

5.7 Critério de especificação das redes coletoras internas para interligação com a subestação principal

Para usinas PV flutuantes com potência instalada na ordem de centenas de megawatts é necessário dividir o arranjo PV em sub arranjos, a fim de tornar tecnicamente possível a transmissão de grandes blocos de energia através das redes coletoras internas que serão responsáveis por conectar a USF até a subestação da UHE. O impacto do custo destas redes no LCOE deve ser considerado, pois o arranjo PV pode ter de ser construído distante da subestação da hidrelétrica por questões ambientais, de impossibilidade de utilização dos terrenos das margens para fixação e construção de estações elevadoras, poluição visual, além de questões relacionadas ao uso múltiplo da água.

Assim, com base nos inversores com maior potência encontrados na revisão realizada, apresentados em (ELETRONICS, sem data), e com as limitações de transmissão de energia em baixa tensão (HAU, 2006), construiu-se o esquema básico de redes coletoras apresentado na Figura 5.6 que será utilizado para quantificar o impacto do comprimento da mesma no LCOE.

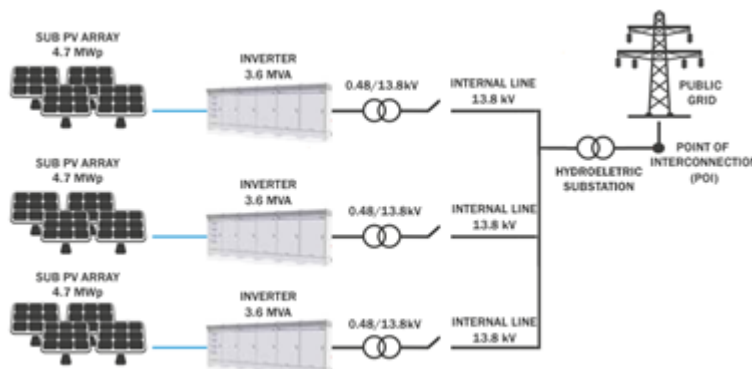


Figura 5.6 – Esquema básico de redes coletoras para USF em hidrelétricas

As redes coletoras deverão ser compatíveis com níveis padronizados de alta tensão (13.8 kV, 34.5 kV, 69 kV, etc) aéreas ou subterrâneas, por isso, há a presença das estações elevadoras as quais recebem a energia em 480V da saída dos inversores e eleva para os níveis padronizados. No entanto, dependendo da quantidade de redes coletoras que terão de ser construídas, pode ser economicamente mais viável a construção de uma subestação às margens do reservatório na qual chegaria a energia de todos os sub arranjos e sairiam poucas linhas de transmissão de 138 ou 230kV, de preferência, uma tensão compatível com a tensão da linha de transmissão que sai da subestação da hidrelétrica de maneira a permitir que a linha, proveniente da subestação construída para elevar a energia PV, seja conectada diretamente ao barramento de saída da subestação principal, tal como apresentado na figura 3.25 para o parque eólico.

6 Resultados e discussão

6.1 Ociosidade das UHEs do rio São Francisco

Com base nos dados mensais e anuais de geração das UHEs que compõe a bacia do rio São Francisco, obtidos a partir dos documentos denominados Infomercados individuais, apresentados nas referências (CCEE, 2015), (CCEE, 2016) e (CCEE, 2017), e na equação 5.1, pode-se determinar os índices de ociosidade ($IOC_{(i)}$) para os anos de operação de 2014, 2015 e 2016 conforme apresentados nas figuras 6.1, 6.2 e 6.3, respectivamente.

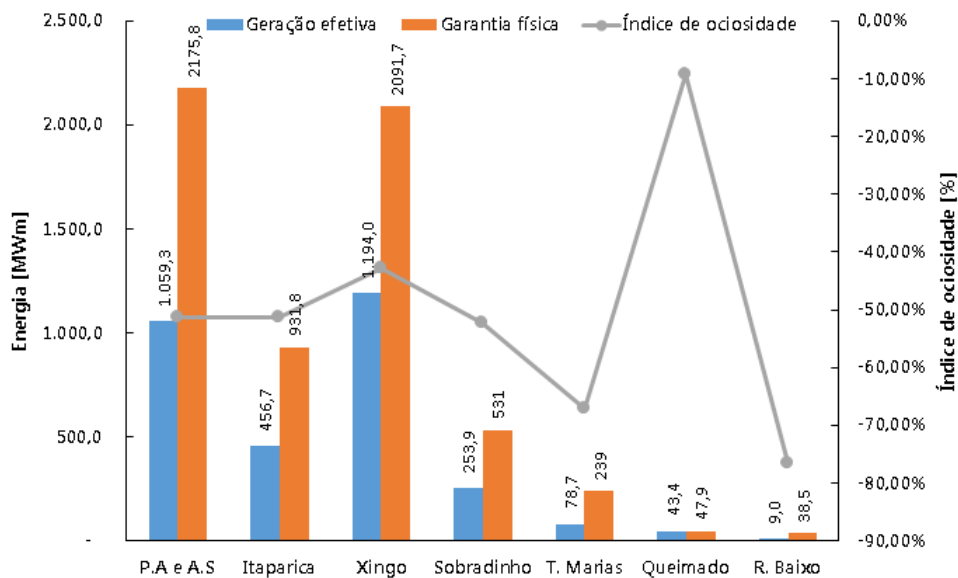


Figura 6.1 – Resultados de geração em relação à garantia física e índice de ociosidade ($IOC_{(i)}$) para o ano de 2014

Fonte: Elaboração próprio autor

A análise dos gráficos permite concluir que desde 2014 as UHEs da bacia do rio São Francisco apresentaram um montante de energia anual produzida bem menor do que a garantia física calculada para as mesmas, já que os índices de ociosidade resultaram em valores negativos. Pode-se perceber, ainda, que em média este índice vem piorando desde 2014, ou seja, o valor em módulo de $IOC_{(i)}$ vem aumentando no período, o que evidencia os problemas das alterações climáticas nos regimes de chuvas da região e sua influência na produção hidrelétrica. O valor médio de $IOC_{(i)}$ observado ficou próximo de 55% no período, o que denota um déficit na produção hidrelétrica considerável, ou seja, significa que as UHEs analisadas não atingiram nem a metade da produção anual que se esperava das mesmas, o que reforça a importância de buscar alternativas para recuperar a produção hidrelétrica, tal como as USFs descritas neste trabalho.

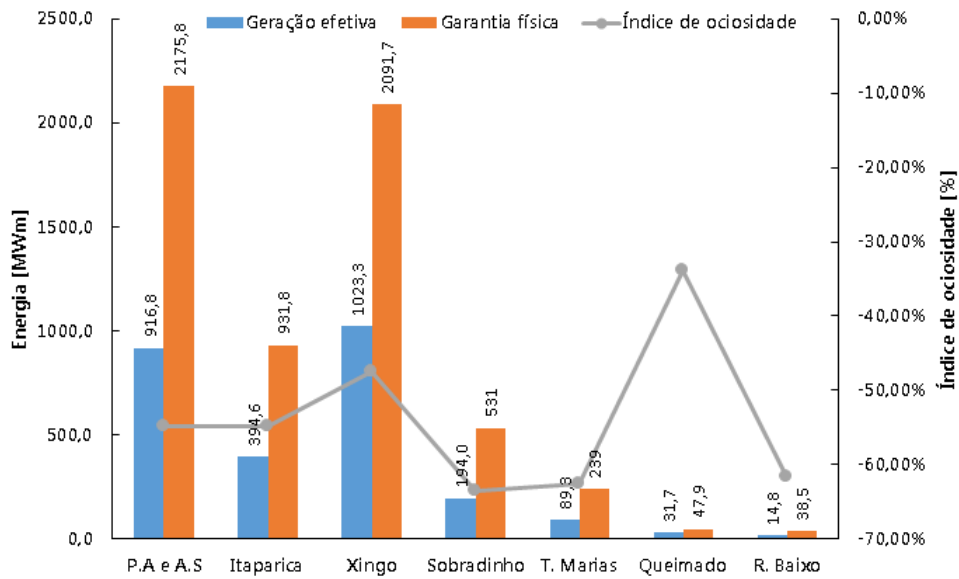


Figura 6.2 – Resultados de geração em relação à garantia física e índice de ociosidade ($IOC_{(i)}$) para o ano de 2015

Fonte: Elaboração próprio autor

6.2 Parâmetros da simulação computacional

6.2.1 Albedo da água

Utilizando a equação 5.8 e os coeficientes de cor e rugosidade ($c=0.16$; $r=0.70$) apresentados na tabela 5.1 para lagos e reservatórios com água limpa e ondulações de até 2.5cm, pode-se obter os valores de albedo para diversas alturas solares. Um resumo desses valores é apresentado na tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Albedo da água em função da altura solar γ_s

Altura solar γ_s [°]	Albedo (ρ)
10	0,128
20	0,103
30	0,084
≥ 40	0,070

Fonte: Elaboração próprio autor

Os dados da tabela 6.1 fornecem valores de albedo com média e desvio padrão de $0,096 \pm 0,025$. Assim, o albedo utilizado para simulação no PV Syst® foi o valor referente à média $\rho = 0,096$, valor bem inferior ao valor *default* do *software* que é de $\rho = 0,20$ conforme apresentado na figura 3.17. Além disso, os resultados sugerem que o efeito do albedo é maior para alturas solares menores, nas quais os ângulos de incidência da radiação solar na superfície da água são mais obtusos.

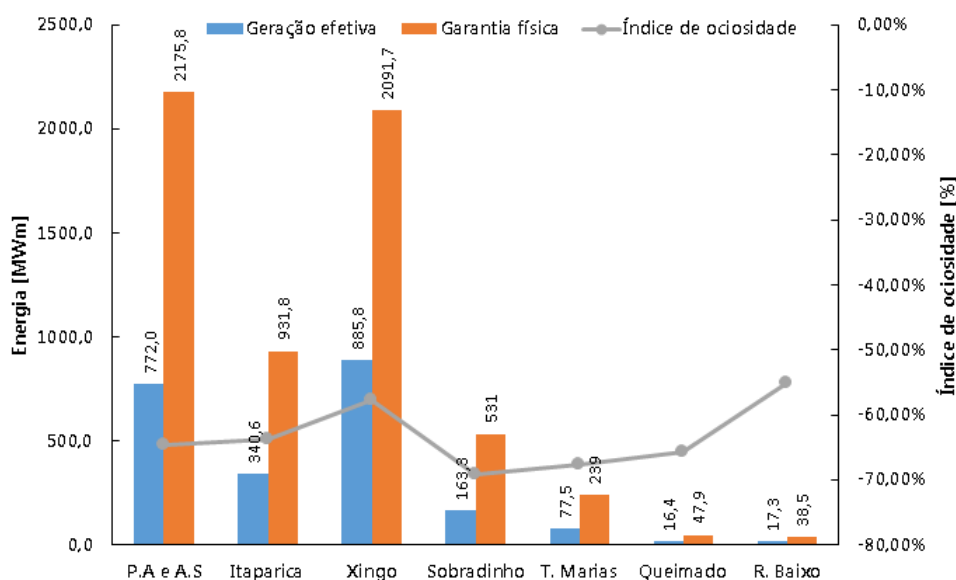


Figura 6.3 – Resultados de geração em relação à garantia física e índice de ociosidade ($IOC_{(i)}$) para o ano de 2016

Fonte: Elaboração próprio autor

Comparando os resultados obtidos com os resultados experimentais apresentados em outros estudos, pode-se citar o trabalho de Leivas et al. (2007) que encontrou o albedo médio para um corpo d'água em um dia sem nebulosidade de 0,124 no Rio Grande do Sul e o trabalho de Oliveira et al. (2013) que encontrou um valor de 0,051 para o albedo em corpo d'água na Bacia Amazônica. Esses resultados experimentais, demonstram que o valor encontrado segundo a metodologia descrita neste trabalho está dentro da faixa de valores para albedo em corpos d'água.

6.2.2 Resfriamento natural e perdas por acúmulo de poeira

6.2.2.1 Resfriamento natural do vento

Como não foi encontrado na literatura nenhum método ou alguma teoria que pudesse ser utilizada como base para determinação do tipo de resfriamento natural do vento dos painéis instalados sobre plataformas flutuantes, será realizado uma análise do grau de obstrução ao escoamento do vento causada pelo formato dos flutuadores analisados. Com base nisto, será determinada o modelo térmico a ser utilizado no software PV Syst®.

Assim, com base na obstrução ao escoamento do vento na parte traseira dos módulos, causada pelo formato dos flutuadores apresentados na figura 3.8, definiu-se o comportamento térmico dos módulos PV pela opção *Integration with fully insulated back*, ou seja, sem resfriamento natural na parte traseira, já que os flutuadores impedem a livre passagem do vento nesta área, embora nenhuma das faces dos flutuadores seja totalmente

impermeável ao vento.

6.2.2.2 Perdas por acúmulo de poeira

Em relação às perdas por acúmulo de poeira, partindo dos conceitos apresentados na fundamentação teórica, para determinar o percentual de perda anual de geração por acúmulo de poeira ou sujeira na superfície dos painéis em reservatórios, seria necessário dispor de dados experimentais na própria localidade ou em lugares próximos dos lagos das UHEs.

Assim, como para o resfriamento natural do vento, também não encontrou-se na literatura estudos relacionados ao acúmulo de poeira em reservatórios do Brasil e nem em regiões próximas. Assim, adotou-se o valor de perdas de 3%, valor sugerido pelo *software* PVSyst®, para perda anual por acúmulo de poeira e sujeira dos módulos (*Soiling losses*). De acordo com manual do próprio *software* (PVSYST, 2017), essa perda pode ser bem estimada para ângulos de inclinação mínimos entre 2° e 3°.

6.3 Resultados da simulação computacional

Com os parâmetros de simulação definidos anteriormente, pode-se construir a tabela 6.2 que apresenta os resultados das simulações, para diferentes ângulos de inclinações α dos painéis PV, da USF a ser instalada no reservatório de Três Marias obtidos com auxílio do PVSyst®. Uma análise dos resultados apresentados em Choi (2014), Sacramento et al. (2015) e Ueda et al. (2008) permite concluir que as diferenças climáticas e a inclinação α são as variáveis que mais influenciam no ganho de eficiência dos painéis PV instalados sobre plataformas flutuantes devido ao efeito de arrefecimento da água. Com base nas referências citadas anteriormente, considerou-se um valor conservador de 7% como o ganho de eficiência dos painéis para as UHEs em análise, o qual será utilizado para estimar a energia normalizada (E_{norm}) gerada pelas USFs.

O ângulo limite de sombreamento (θ) máximo que garante que a usina PV de Três Marias, com painéis inclinados no máximo a 30°, não sofrerá perdas por sombreamento mútuo no período de 8h às 16h é $\theta = 32^\circ$. O valor de θ é controlado pelo espaçamento entre as fileiras de painéis, denominados de *Pitch* (P). Por sua vez, o valor de P é dado pelo maior valor entre a distância necessária para garantir a ausência de sombreamento mútuo (P_{som}) e a distância mínima necessária para realização de manutenções na planta (P_{man}). Normalmente, para inclinações maiores, o valor de P_{som} é maior do que P_{man} pois, nestas condições é necessário espaçar mais as fileiras para evitar o sombreamento mútuo. No entanto, à medida que α diminui, pode-se aproximar mais as fileiras, pois a sombra projetada pelos painéis é menor. Dessa forma, P_{som} se aproxima de P_{man} à medida que α diminui até tornar-se menor, o que nesta localidade ocorreu para $\alpha=15^\circ$. A partir deste

Tabela 6.2 – Resumo das simulações para os diferentes valores de α na UHE de Três Marias

UHE TRÊS MARIAS								
α [°]	θ [°]	UF	P_{man} [m]	P_{som} [m]	P [m]	A_{flo} [m ²]	D_{Pow} [kW _p /m ²]	E_{norm} [MWh ano/MW _p]
0	0,0	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1651,1
1	2,0	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1659,6
2	3,9	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1667,7
3	5,9	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1675,2
4	7,8	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1682,3
5	9,7	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1688,7
10	19,2	0,67	1,47	-	1,47	9713,4	0,102950	1711,7
15	27,0	0,68	1,46	1,37	1,46	9570,6	0,104487	1719,9
20	31,8	0,67	1,43	1,48	1,48	9713,4	0,102950	1715,7
25	31,9	0,63	1,40	1,57	1,57	10330,2	0,096804	1704,5
30	32,0	0,60	1,36	1,65	1,65	10846,7	0,092194	1683,1

Fonte: Elaboração próprio autor

ponto tem-se que $P=P_{\text{man}}$, mesmo que P_{som} indique um espaçamento menor entre as fileiras, pois é necessário um espaço mínimo para manutenção de 0.50m (SANTAFÉ, 2011) o qual deve ser somado à projeção horizontal do painel para obter P_{man} .

A alteração de P modifica o fator de utilização (UF) que é dado pela razão entre a área total dos módulos PV e a área total ocupada pela usina PV, esta última considera também os espaçamentos P entre fileiras. Assim, como a área total dos módulos PV utilizados neste estudo para 1 MW_p é sempre 6508 m² (utilizou-se o painel com dimensões apresentadas no capítulo 4), pode-se encontrar a área ocupada por cada MW_p da usina PV flutuante (A_{flo}). A densidade de potência é obtida pelo inverso de A_{flo} e permite estimar a área ocupada por qualquer potência de pico. A energia normalizada (E_{norm}) é o resultado da simulação de 1 MW_p no PVSyst® e permite estimar a energia gerada por qualquer potência de pico instalada na localidade.

O mesmo procedimento foi realizado para as demais hidrelétricas e seus resultados encontram-se no apêndice A. A seguir, na tabela 6.3, serão apresentados os resultados da simulação da USF do reservatório da UHE Xingó para efeito de comparação com a USF de Três Marias.

Comparando os valores máximos de θ para as duas UHEs, verifica-se que o ângulo limite de sombreamento para a UHE Xingó é maior do que para a UHE Três Marias. Isso ocorre porque as trajetórias aparentes do sol são diferentes nestas localidades, assim, para que ambas USFs estejam livres de sombras durante o período das 8h às 16h o valor do ângulo limite de sombreamento tem que ser diferente. Pode-se constatar tal fato ao analisar a carta de trajetória solar (*Sun Paths*) de ambas localidades fornecidas pelo PVSyst® e

Tabela 6.3 – Resumo das simulações para os diferentes valores de α na UHE Xingó

UHE XINGÓ								
α [°]	θ [°]	UF	P_{man} [m]	P_{som} [m]	P [m]	A_{flo} [m ²]	D_{Pow} [kW _p /m ²]	E_{norm} [MWh ano/MW _p]
0	0	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1563,5
1	2	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1566,2
2	3,9	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1568,5
3	5,9	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1570,5
4	7,8	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1571,9
5	9,7	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1572,8
10	19,2	0,67	1,47	-	1,47	9713,4	0,102950	1568,8
15	27,0	0,68	1,46	-	1,46	9570,6	0,104487	1551,0
20	34,1	0,69	1,43	-	1,43	9431,9	0,106023	1519,8
25	39,8	0,71	1,40	1,40	1,40	9166,2	0,109096	1476,6
30	39,9	0,68	1,36	1,45	1,45	9570,6	0,104487	1430,2

Fonte: Elaboração próprio autor

apresentadas nas figuras 6.4 e 6.5 para a UHE Três Marias e Xingó, respectivamente.

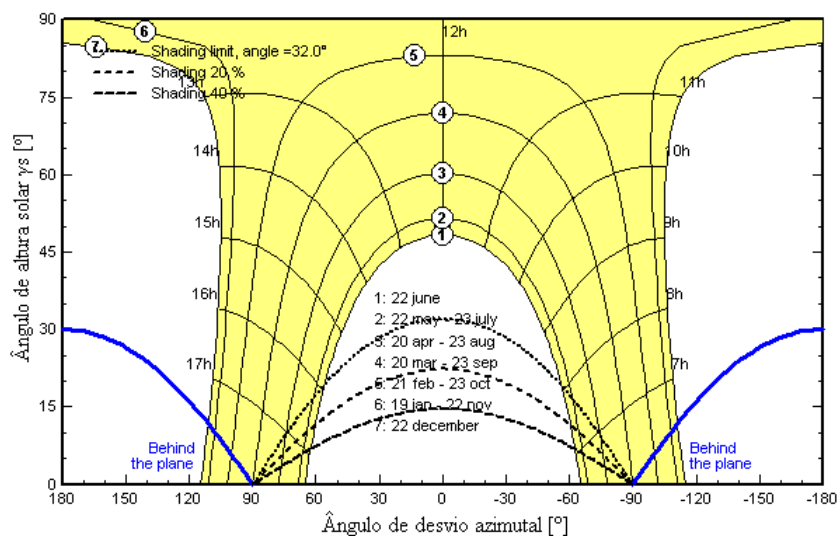


Figura 6.4 – Carta de trajetória solar (*Sun Paths*) para o reservatório da UHE Três Marias

Fonte: PVSYST (2017) adaptado

Pelas figuras 6.4 e 6.5 pode-se perceber que no reservatório da UHE Xingó o sol descreve uma trajetória mais alta do que no reservatório de Três Marias, ou seja, às 8h da manhã do dia 22 de Junho o sol atinge um altura angular (γ_s) no horizonte maior do que a observada para a UHE Três Marias o que permite que as fileiras sejam mais próximas (valores de P menores). Esse fato explica a diferença entre os valores de θ analisados e justifica a maior densidade de potência da USF de Xingó para inclinações maiores.

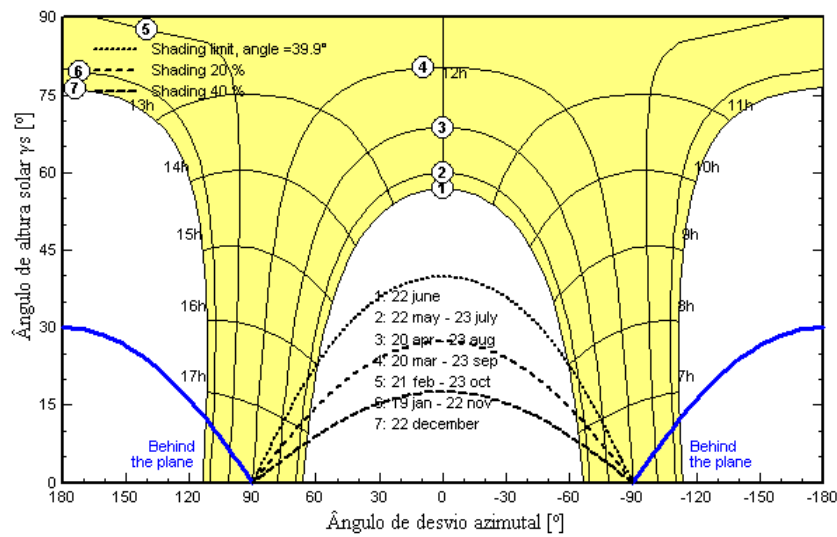


Figura 6.5 – Carta de trajetória solar (*Sun Paths*) para o reservatório da UHE Xingó

Fonte: PVSYST (2017) adaptado

6.4 Otimização do ângulo de inclinação dos painéis PV

6.4.1 Avaliação da influência da inclinação dos painéis PV no LCOE

Os resultados energéticos da seção anterior em função da inclinação dos painéis PV podem ser relacionados aos custos do sistema PV flutuante apresentados na tabela 4.3, através da equação 5.2, para determinação do custo nivelado de energia em função do ângulo de inclinação, $LCOE(\alpha)$, conforme apresentado no gráfico da figura 6.6.

Embora as hidrelétricas analisadas encontrem-se em regiões geográficas distintas, com latitudes na faixa de 9° a 19° Sul, pode-se observar um comportamento bem similar das curvas de $LCOE(\alpha)$, que apresenta valor mínimo (abaixo de R\$290/MWh) para $\alpha=0^\circ$ e aumenta à medida que α torna-se maior. Portanto, sob essa perspectiva apenas de custo há uma tendência pela escolha de $\alpha < 5^\circ$.

Por outro lado, uma análise baseada apenas em critérios de maximização energética, como apresentado em Santafé et al. (2014), levaria a resultados bastante diferentes e apontariam valores de $\alpha \cong 15^\circ$ como a melhor opção conforme apresentado na figura 6.7. Porém, isto implicaria em um custo nivelado de energia acima de R\$338/MWh na UHE mais viável. Dessa forma, fica claro a importância de considerar fatores econômicos na etapa de concepção da USF, pois, o ganho energético obtido com o aumento de α pode não justificar o aumento do custo dos flutuadores e do sistema de ancoragem, levando a valores de LCOE que inviabilizem economicamente a opção por esta fonte em detrimento de outra. O gráfico de LCOE também pode ser utilizado para identificar as hidrelétricas da bacia do rio São Francisco em que a construção da USF é mais viável, caso de Três Marias, Retiro Baixo e Queimado, respectivamente. Considerando que a nacionalização

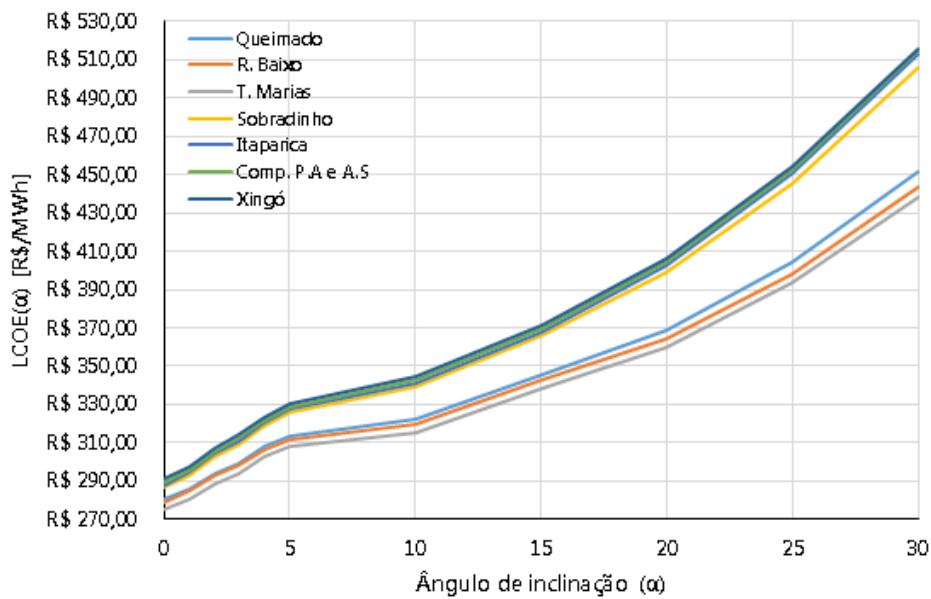


Figura 6.6 – Gráfico do custo nivelado de energia em função da inclinação $LCOE(\alpha)$

Fonte: Elaboração próprio autor

dos equipamentos pode reduzir significativamente o custo, pode-se optar por iniciar a construção na hidrelétrica mais viável para estimular o desenvolvimento do setor no país e, posteriormente, expandir para as demais.

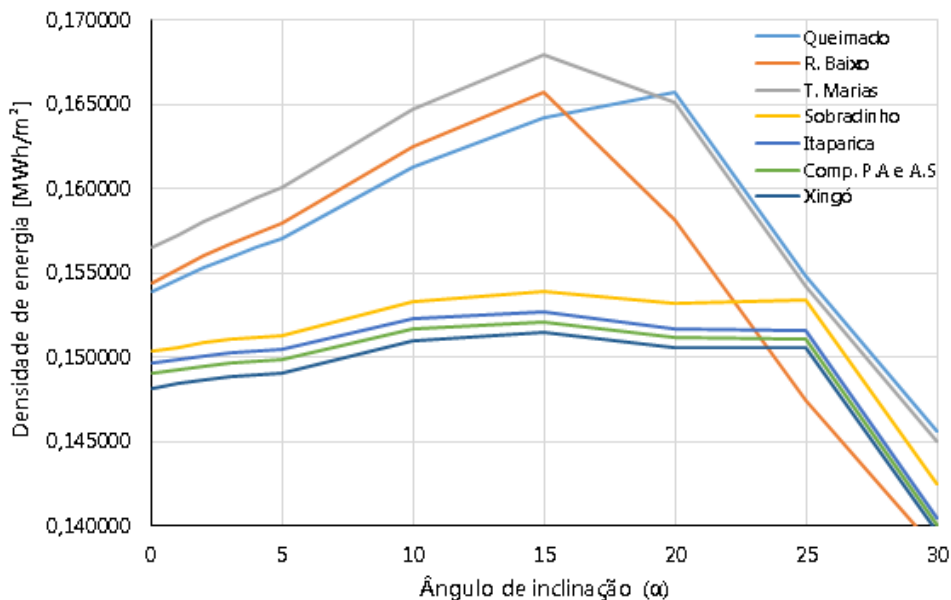


Figura 6.7 – Gráfico da densidade de energia em função da inclinação α

Fonte: Elaboração próprio autor

Nota-se também um *gap* entre as curvas de LCOE que visivelmente as separa em dois conjuntos. Esta separação deve-se à grande distância geográfica existente entre estes

conjuntos, característica da bacia do rio São Francisco, que impõe condições climáticas diferentes aos mesmos. Pode-se verificar que as usinas que recebem maior radiação solar (Três Marias, Retiro Baixo e Queimado) apresentam menor LCOE para todos os valores de α . Voltando aos dados da tabela 4.1, pode-se constatar que as hidrelétricas geograficamente próximas apresentam valores de LCOE bastante similares.

6.4.2 Restrição do ângulo de inclinação devido ao acúmulo de poeira

A restrição ao valor mínimo do ângulo de inclinação α será determinada pela influência da mesma nas perdas por acúmulo de poeira e sujeira na superfície dos painéis PV e pela inclinação mínima que possibilita aproveitar a água da chuva para limpeza dos mesmos, conforme descrito na subseção 5.2.2. Assim, a equação 6.1 representa esta condição de restrição.

$$\alpha \geq 3^\circ \quad (6.1)$$

6.4.3 Restrições do ângulo de inclinação devido à ação do vento

A restrição ao valor máximo do ângulo de inclinação α será determinado pelo esforço máximo que o sistema de ancoragem consegue resistir. O sistema de ancoragem deve contrapor a componente horizontal da força resultante sobre os painéis PV, denominada de força horizontal ou força de arrasto, que é função do seno de α .

De acordo com a metodologia de cálculo da força resultante em um “telhado com uma água em edificações de planta retangular com quatro faces igualmente permeáveis” apresentada pela norma NBR 6123/1988 e descrita na subseção 5.2.2 deste trabalho, obteve-se uma velocidade básica V_O de 30 m/s para as localidades nas quais os reservatórios das UHEs da bacia do rio São Francisco estão localizadas e os fatores de correção da velocidade do vento e demais parâmetros apresentados na tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Parâmetros para o cálculo das forças causadas pelo vento

Parâmetro	Valor	Comentário
S1	1,00	Morros ou taludes
S2	1,06	Classe A e Categoria I
S3	0,88	Vedações (telhas, vidros, painéis de vedação, etc)
V_k	27,98 m/s	Velocidade característica do vento
q	480,04 N/m ²	Pressão dinâmica do vento

Fonte: Próprio autor

Dessa forma, pode-se constatar que a situação mais crítica para o sistema de ancoragem ocorre com a incidência do vento a $+45^\circ$. Sob essas condições, a força de arrasto

em cada módulo flutuante em função da inclinação α para os painéis PV com as dimensões apresentadas no capítulo 4 são apresentados na figura 6.8.

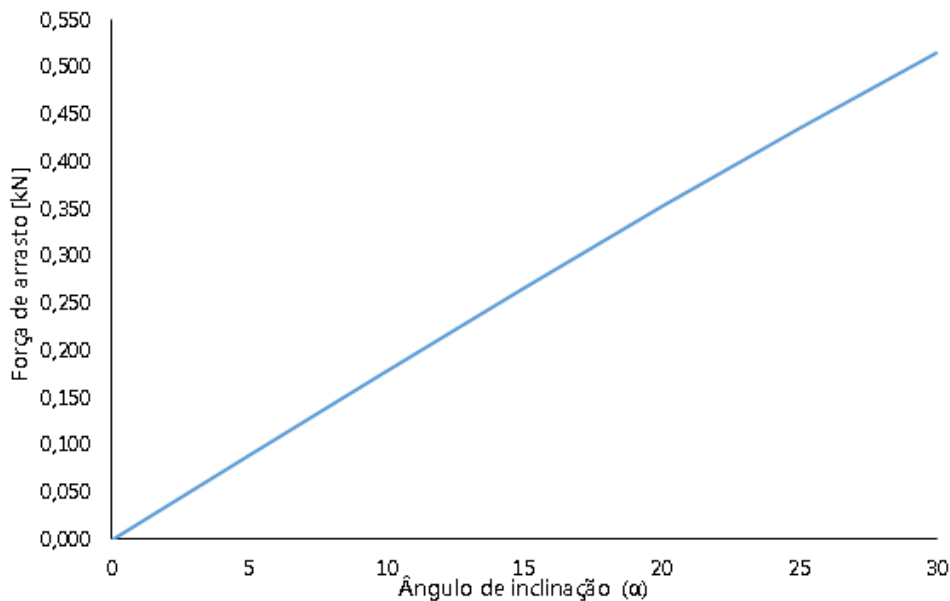


Figura 6.8 – Força de arrasto causada pela vento em um painel PV em função de α

Fonte: Elaboração próprio autor

O limite máximo para a força de arrasto de 100 kN definido por Santafé (2011) foi baseado na limitação do sistema de ancoragem considerando que seria inviável técnico e economicamente construir fundações no solo capazes de resistir a esforços maiores. Assim, a figura 6.9 apresenta as forças horizontais em função do comprimento das plataformas flutuantes para as diferentes inclinações α . Além disso, tem-se que considerar que em usinas com grande quantidade de fileiras de painéis há uma redução da força do vento causado pelo efeito de abrigo que as fileiras de barlavento exercem sobre as fileiras adjacentes a sotavento. Nesse sentido, o coeficiente de redução $F_s=0,75$ utilizado em (SANTAFÉ, 2011) também foi considerado para a construção da figura 6.9.

Pela figura 6.9, verifica-se que quanto maior for α , menor será o comprimento no qual a força máxima de 100 kN será atingida o que significa menor quantidade de painéis por fileira. O comprimento máximo possível será em torno de 2400m, o qual só pode ser alcançado para inclinações até 3° (linha pontilhada azul). Além disso, através do gráfico anterior é possível determinar o limite máximo de α de acordo com o comprimento longitudinal da área do reservatório que será utilizada para construção da USF para a qual também será necessário levar em conta diversos outros fatores específicos do reservatório. Portanto, a definição do limite superior de α só poderá ser estabelecido após determinar as áreas das superfícies dos reservatórios nas quais serão construídas as USFs. No entanto, considerando que as USFs apresentarão potência da ordem de centenas de MW_p , inicialmente, se o comprimento mínimo da plataforma flutuante for estabelecido em

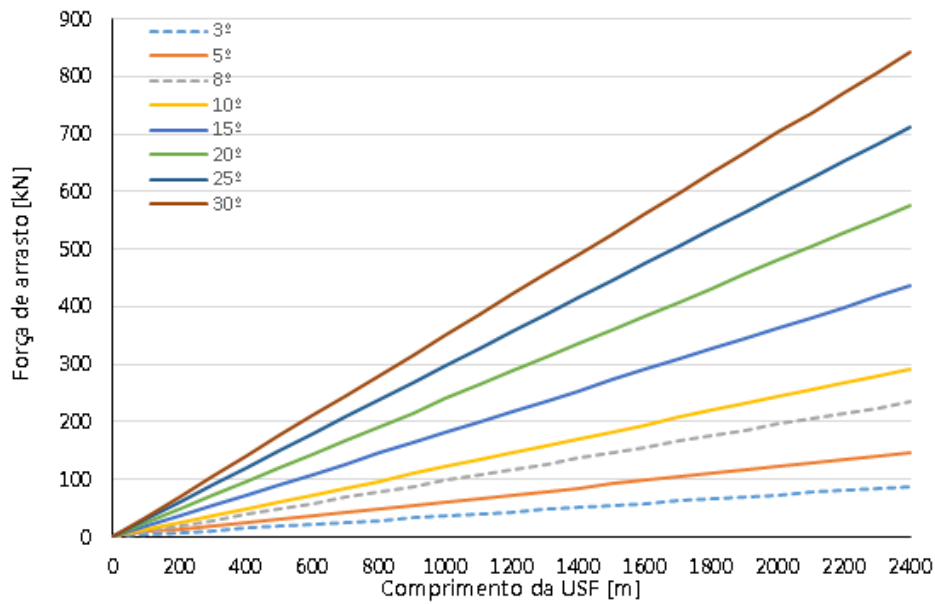


Figura 6.9 – Força horizontal em função do comprimento da plataforma flutuante

Fonte: Elaboração próprio autor

torno de 1000m, a mesma só poderá ser construída para os valores de α menores que 8° (linha pontilhada cinza). Assim, a equação 6.2 apresenta esta condição inicial de restrição máxima para α .

$$\alpha \leq 8^\circ \quad (6.2)$$

6.4.4 Determinação do ângulo de inclinação ótimo

Para determinação da inclinação ótima, deve-se considerar de maneira conjunta as condições apresentadas nas três subseções anteriores. Dessa forma, as equações 6.1 e 6.2 estabelecem os limites técnicos inferior e superior para α , conforme a equação 6.3.

$$3^\circ \leq \alpha \leq 8^\circ \quad (6.3)$$

Já a análise do gráfico de $LCOE(\alpha)$ (figura 6.6) indica que com inclinações menores do que 5° , as USFs obtêm um valor de LCOE menor. Portanto, o ângulo inclinação ótimo será definido como na equação 6.4 .

$$\alpha = 3^\circ \quad (6.4)$$

6.5 Operação coordenada Hidro/PV

6.5.1 Determinação da potência máxima para operação coordenada da USF com a UHE (Hidro/PV)

Conforme apresentado na seção 5.4, para garantir que a hidrelétrica seja capaz de compensar a usina PV durante o seu cenário mais crítico de geração, deve-se limitar a potência de pico PV ao valor da capacidade instalada da hidrelétrica, conforme a equação 5.9. Dessa forma, determinou-se as potências de pico máximas das USFs a serem construídas em cada reservatório. Considerando a inclinação ótima definida anteriormente na subseção 6.4.4 ($\alpha=3^\circ$), pode-se determinar também a área ocupada pelas potências de pico (utilizando a densidade de potência) e o percentual da superfície do reservatório de cada hidrelétrica ocupada, conforme apresentado na tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Potências de pico e áreas ocupadas pelas USFs

UHE	Tipo de reservatório	Potência USF [MW _p]	Área da USF [km ²]	Área do lago [km ²]	Superfície ocupada [%]
Queimado	Acumulação	105	1,04	39,43	2,63
R. Baixo	Acumulação	82	0,81	22,58	3,58
T. Marias	Acumulação	396	3,90	1090,00	0,36
Sobradinho	Acumulação	1050	10,35	4214,00	0,25
Itaparica	Acumulação	1480	14,59	828,00	1,76
Paulo Afonso I, II e III	Fio d'água	1417	13,97	4,80	291,09
Paulo Afonso IV	Fio d'água	2462	24,28	12,90	188,19
Apolônio Sales	Fio d'água	400	3,94	98,00	4,02
Xingó	Fio d'água	3162	28,98	60,00	48,31

Fonte: Elaboração próprio autor

O conjunto de hidrelétricas analisado apresenta usinas com reservatório de acumulação e usinas a fio d'água. No caso das UHEs com reservatórios de acumulação, a USF ocupa, no máximo, uma área de 3,58% da superfície do lago da hidrelétrica, o que a princípio não deve comprometer as demais atividades produtivas (turismo, piscicultura, etc) desenvolvidas nos mesmos. Porém, no caso das UHEs a fio d'água, o percentual da superfície ocupada pode atingir valores entre 4,02% a 48,31% do espelho d'água do reservatório, este último podendo causar sérios conflitos com as outras atividades descritas anteriormente, principalmente a criação de peixes. Além destes, nos casos das UHEs Paulo Afonso I,II e III e Paulo Afonso IV as áreas ocupadas pela USF são muito maiores do que as áreas de superfície dos lagos disponíveis. Assim, os valores de superfície ocupada superaram 100 %. Este caso é bem particular, tendo em vista que o Complexo Paulo Afonso compreende 4 UHEs (Paulo Afonso I,II, III e IV) que dividem 2 pequenos represamentos e

concentram uma potência instalada muito elevada (3880 MW). Já no caso de Apolônio Sales, UHE de 400 MW à montante do Complexo Paulo Afonso e que forma o Complexo Paulo Afonso e Apolônio Sales, o percentual da superfície ocupada pela USF manteve-se em um valor aceitável. No caso da UHE Xingó, se por um lado o percentual elevado de ocupação da superfície do reservatório pode comprometer as demais atividades desenvolvidas no reservatório, por outro pode reduzir significativamente a evaporação da água, conforme apresentado em Ferrer-Gisbert et al. (2013), o que pode contribuir para melhoria da disponibilidade de água da região que depende fortemente dos recursos hídricos da bacia do rio São Francisco para atividades de irrigação, abastecimento de água humano e uso animal (MENDES et al., 2012).

As figuras 6.10 e 6.11 apresentam as imagens aéreas de satélite dos reservatórios com indicações das respectivas áreas ocupadas pelas USFs para a UHE Sobradinho e UHE Xingó, respectivamente. Obviamente, o melhor local do reservatório para construção da USF depende de vários fatores de ordem ambiental (modo de ocupação das margens próximas à USF, área turística e/ou preservada, local de criação de peixes, caminho de passagens de balsas, etc), econômica (distância até a subestação principal, facilidade de acesso para transportar equipamentos, custo com a rede elétrica, etc) e técnica (resistividade do solo para construção do sistema de ancoragem, posicionamento das placas, objetos de sombreamento próximos, etc). Para que todos estes fatores sejam levados em conta, é necessário dispor de informações e mapas detalhados das demais atividades desenvolvidas no reservatório e em suas margens, fatores que não serão abordados neste estudo. Neste sentido, as indicações das áreas ocupadas pelas USFs são apenas sugestivas e tem objetivo apenas de mostrar visualmente o tamanho da USF em relação à superfície do lago da UHE.

As análises das imagens apresentadas nas figuras 6.10 e 6.11 foram realizadas para as demais UHEs da bacia e apresentadas no Apêndice B. É importante verificar as mesmas, pois embora os reservatórios de algumas UHEs até possuam áreas totais nas quais seja possível construir as USFs com as dimensões descritas na tabela 6.5, as distâncias entre as margens podem ser estreitas e podem haver ilhas no meio do reservatório que impossibilitem a instalação da potência de pico inicialmente dimensionada. Como exemplos disto, pode-se citar a UHE de Xingó para a qual embora, inicialmente, os cálculos permitissem construir USFs com áreas de 28,98 km², a análise espacial através das imagens de satélite revelou não ser possível tecnicamente a construção de USFs deste tamanho. Na figura 6.11 a área obtida foi de 4,97 km² contra 28,98 km² proposto inicialmente.

No entanto, como descrito anteriormente, necessita-se de mais dados para determinar o local ideal de construção das USFs. Neste sentido, as estimativas de geração PV descritas na seção a seguir serão realizadas respeitando os valores encontrados na tabela 6.5. Porém, tendo em vista que os percentuais de superfície do lago ocupada pelas USFs

para as UHEs de Paulo Afonso I,II, III e IV superaram em muito as áreas dos reservatórios disponíveis, fato que impossibilita a construção de USFs com potência de pico igual à das respectivas UHEs, as mesmas foram excluídas da análise energética apresentada na próxima subseção. Embora a a USF da UHE Apolônio Sales (Moxotó) tenha ocupado um percentual baixo da superfície do seu lago, a mesma também foi excluída da análise a seguir, tendo em vista que não encontrou-se os dados de geração da UHE em questão separados dos dados do Complexo Paulo Afonso e Apolônio Sales, o que torna impossível avaliar os ganhos que poderiam ser obtidos pela operação coordenada da mesma com uma USF. Ressalta-se que potências menores do que a capacidade instalada das UHEs podem ser consideradas para o Complexo Paulo Afonso e Apolônio Sales, porém o método de dimensionamento adotado neste trabalho prevê que a USF deve ter potência de pico igual à potência instalada da UHE.



Figura 6.10 – USF no reservatório da UHE Sobradinho

Fonte: Elaboração próprio autor a partir do Google Earth®

6.5.2 Estimativas de geração PV e da usina híbrida (Hidro/PV)

Conhecendo a inclinação ótima e a potência de pico das USFs de cada reservatório, pode-se estimar a geração PV anual e mensal utilizando a energia normalizada (E_{norm}) calculada para cada USF no intervalo de tempo correspondente. Estes resultados já foram obtidos na etapa de simulação e foram utilizados para construir as tabelas 6.2 e 6.3 e as tabelas do apêndice A. Dessa forma, construiu-se a figura 6.12 que apresenta as médias

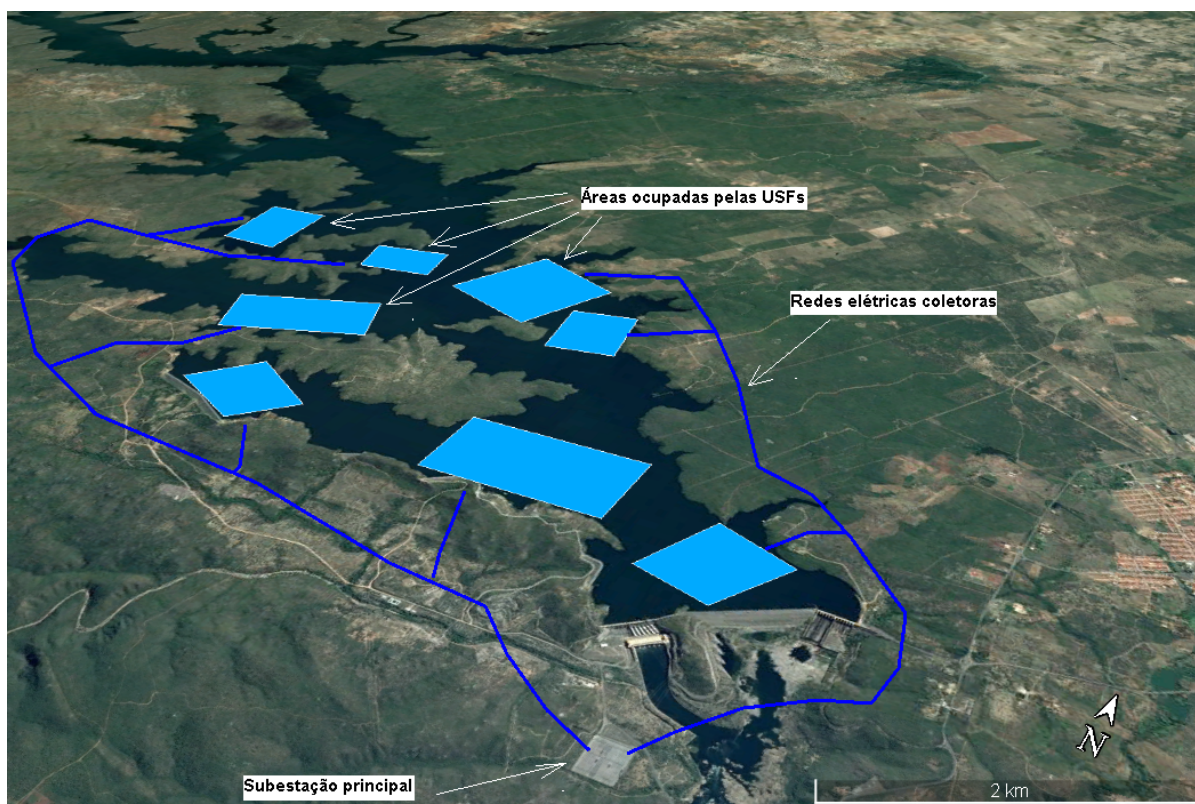


Figura 6.11 – USF no reservatório da UHE Xingó

Fonte: Elaboração próprio autor a partir do Google Earth®

da energia gerada pelas hidrelétricas nos últimos três anos, de acordo com os dados disponíveis em (CCEE, 2015), (CCEE, 2016) e (CCEE, 2017), e a energia anual PV obtida da simulação computacional.

A figura 6.12 exibe um acréscimo significativo da energia gerada pela usina híbrida (Hidro/PV) em relação à UHE sem USF, o qual representa 51,0% da energia hidrelétrica gerada pela UHE Xingó e supera a energia hidrelétrica gerada na UHE Retiro Baixo (105,6%). Além disso, como a potência de pico da USF foi fixada no mesmo valor da capacidade instalada da UHE, conclui-se que quanto mais representativo for o acréscimo da energia PV pior é o fator de capacidade (FC) médio da hidrelétrica registrado nos últimos três anos. Portanto, no caso de Retiro Baixo, a produção hidrelétrica, que apresenta $FC=16,7\%$, é pior do que a de uma instalação fotovoltaica, que só pode gerar energia nas horas de sol, instalada no mesmo local. As usinas de Três Marias e Sobradinho também vêm apresentando baixo FC (cerca de 20%) nos últimos três anos. Nestes casos a geração proveniente da USF representaria mais de 85% de acréscimo de energia e elevaria o fator de capacidade em torno de 15%. O ganho médio de energia anual com a operação coordenada das UHEs em análises com as USFs dimensionadas conforme a tabela 6.5 seria em torno de 76 %, enquanto o aumento médio do fator de capacidade da usina híbrida seria em torno de 17,3 % em relação à UHE. Os resultados energéticos do Complexo Paulo Afonso

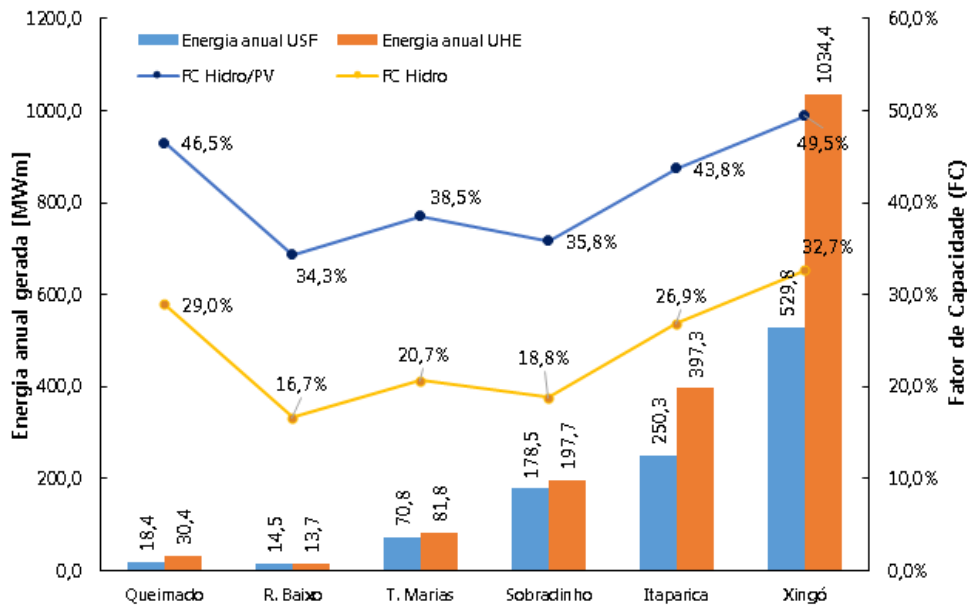


Figura 6.12 – Energia anual gerada pela UHE e pela USF e fatores de capacidade (FC) da usina híbrida (Hidro/PV) e da UHE (Hidro)

Fonte: Elaboração próprio autor

e Apolônio Sales não foram calculados pelas razões técnicas descritas na subseção anterior.

6.5.3 Vazão equivalente da USF

Pode-se utilizar o método apresentado na seção 5.6 para estabelecer uma relação entre a energia PV gerada pela USF e o volume de água que a hidrelétrica deixou de turbinar e armazenou no reservatório. Essa relação depende basicamente da energia PV gerada e da queda líquida na turbina disponível no período i . Assim, pode-se converter a energia PV em uma vazão equivalente que chega ao reservatório e que, ao final do período, corresponderá ao volume de água economizado. Essa vazão equivalente somada a previsão de vazão natural afluente do rio, resultará na vazão total disponível para o período analisado. A figura 6.13 apresenta os resultados desta conversão através da comparação entre as vazões: natural (em azul); equivalente (em vermelho) e total (em verde) para cada UHE da bacia do rio São Francisco.

Verifica-se que o acréscimo das vazões equivalentes apresenta resultado bem semelhante ao acréscimo de energia apresentado na figura 6.12, sendo mais representativo para as UHEs com baixo fator de capacidade. Nestas a vazão equivalente criada pela energia PV proveniente da USF chega até a superar a vazão natural afluente no período seco, que na região sudeste e nordeste do Brasil é compreendido entre os meses de Maio a Novembro. Para as hidrelétricas com maior fator de capacidade, a vazão equivalente PV também é significativa mas se mantém bem abaixo da vazão natural afluente. Para estes casos,

o acréscimo médio de vazão obtido variou em torno de 51,0% a 58,9%, de acordo com a hidrelétrica e com o mês analisado. Conforme demonstrado na equação 5.10, pode-se obter as vazões equivalentes para qualquer intervalo de tempo i . Como a programação do despacho geralmente é feita por semana operativa, basta obter a energia PV normalizada e a queda líquida disponível por semana, para calcular as vazões artificiais semanais. Além disso, apesar da energia PV ser classificada como aleatória e incontrolável na escala de tempo instantânea, as médias diárias de irradiação apresentam baixa variabilidade interanual (MARTINS et al., 2008). Esse fato torna a modelagem proposta ainda mais consistente tendo em vista que, dessa forma, a incerteza sobre a vazão equivalente será baixa.

É importante destacar que sob a perspectiva regulatória atual do mercado de eletricidade do Brasil, só seria apropriado somar a vazão equivalente proveniente da fonte PV à vazão natural afluyente do rio se os preços de ambas as fontes de energia fossem iguais. No entanto, o preço de venda da energia hidrelétrica registrada no último leilão foi de R\$ 166,92/MWh (EPE, sem data) valor que torna impossível considerar as vazões em conjunto tendo em vista os valores de LCOE (acima de R\$300,00/MWh) calculados anteriormente para a USF. No entanto, como o objetivo deste trabalho é realizar uma análise do ponto de vista energético para um cenário futuro, no qual estima-se que o preço de venda da energia PV seja próximo dos preços das hidrelétricas, as questões regulatórias não serão consideradas.

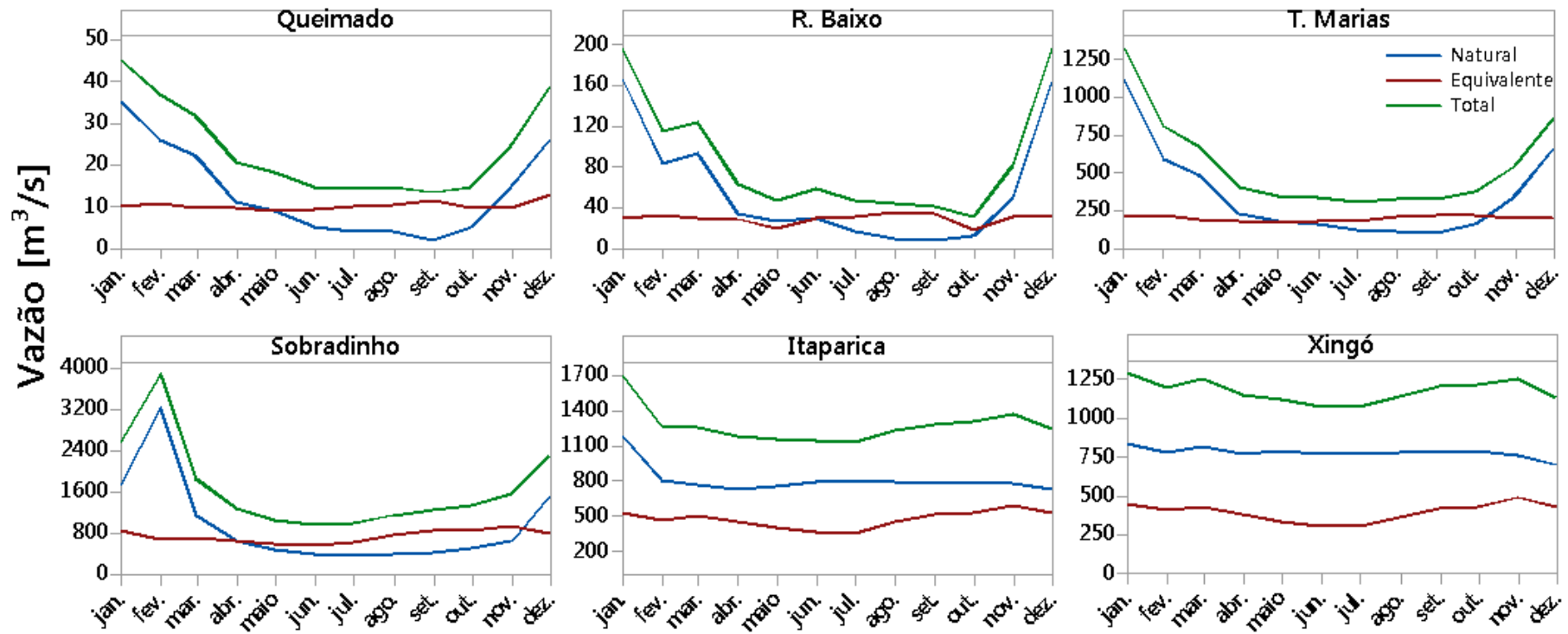


Figura 6.13 – Vazões natural, equivalente e total para cada UHE da bacia do rio São Francisco

Fonte: Elaboração próprio autor

6.6 Impacto do custo das redes coletoras no LCOE

Para viabilizar tecnicamente a transmissão da energia que é gerada pelos painéis PV em baixa tensão até a subestação da hidrelétrica, é necessário elevar a tensão para níveis padronizados de alta tensão (13,8 kV, 34,5 kV, 69 kV, etc) através das estações elevadoras e construir redes coletoras internas conforme descrito na seção 3.7. Assim, tendo em vista o esquema elétrico descrito na seção 5.7, pode-se dividir o arranjo PV da USF em subarranjos PV tal como a figura 5.6. O custo desses sistemas de transmissão é, basicamente, função linear do comprimento da rede coletora e será maior, quanto mais distante for construída a USF. A figura 6.14 apresenta a variação do LCOE em função do comprimento das redes coletoras subterrâneas de 13,8 kV que transportam a energia dos sub arranjos de 4,7 MW_p até a subestação principal da UHE.

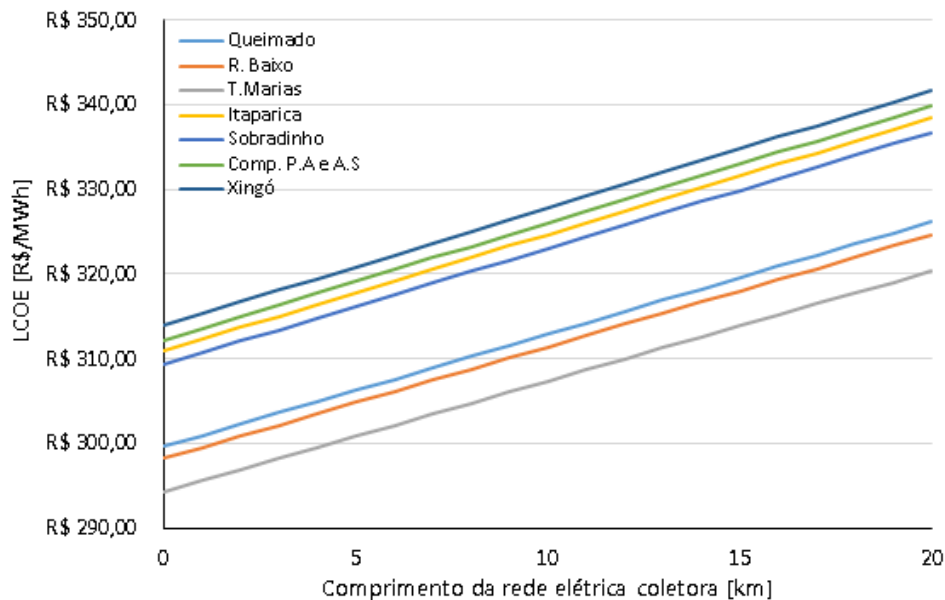


Figura 6.14 – Variação do LCOE em função do comprimento das redes coletoras

Fonte: Elaboração próprio autor

Pelos resultados apresentados na figura 6.14, pode-se verificar a influência significativa do custo da rede elétrica coletora no LCOE. Para o comprimento igual a zero, tem-se os mesmos valores apresentados na figura 6.6 para os quais os custos com a infraestrutura elétrica não foi considerado. À medida que a USF se distancia da subestação principal da UHE, o custo nivelado da energia sobe e atinge aproximadamente 9% de aumento para redes de coletoras de 20km de comprimento. Apesar de ser uma função linear do comprimento, é importante considerar este gráfico na análise pois, a localização da USF na superfície do lago deve atender a uma série de fatores ambientais, técnicos, legais, etc, os quais podem exigir que a USF seja construída a distâncias até maiores do que 20km da subestação principal, o que causará um aumento do LCOE maior do que 9%. Obviamente,

existem outros esquemas elétricos que podem ser construídos, tal como discutido na seção 5.7, porém o descrito neste trabalho seria um caso mais comum que se aplicaria tanto às USF de grande porte (centenas de MW_p), quanto USF menores (dezenas de MW_p).

7 Conclusões e recomendações para trabalhos futuros

7.1 Considerações finais

As recentes alterações climáticas e o agravamento das secas têm contribuído para a queda da produção hidrelétrica e para o aumento da dependência das termelétricas para garantir o fornecimento de energia, principalmente na região Nordeste do Brasil, na qual encontra-se a maior parte das UHEs que compõe a bacia do rio São Francisco. A análise de ociosidade das UHEs em questão revelou que, apesar da aparente sobra de energia no mercado brasileiro - resultado da recessão econômica observada nos últimos anos -, desde 2014 estas UHEs não têm conseguido produzir nem a metade de suas garantias físicas, ou seja, nem a metade do mínimo que se espera destes empreendimentos. Nesse sentido, este trabalho apresentou uma alternativa para complementação das UHEs através da operação coordenada com usinas PV de grande porte. A inserção de grandes usinas PV sendo compensadas por hidrelétricas pode reduzir a variabilidade e a intermitência desta fonte, melhorando a qualidade elétrica de sua energia, que é um dos grandes entraves à sua utilização em larga escala no sistema elétrico. Por outro lado, a usina PV pode complementar a hidrelétrica no período de estiagem (no qual dias com baixa nebulosidade serão mais constantes) e aumentar a capacidade da hidrelétrica de atender à demanda de ponta do sistema, já que durante as horas de sol a energia PV evita que um determinado volume de água seja turbinado e possa ser utilizado no período de ponta do sistema. Em resumo, a operação coordenada Hidro/PV visa tornar a UHE (que tem sua força motriz hidráulica - Hidro) em uma usina híbrida (que além da força motriz Hidro, tem a força motriz PV, formando a geração Hidro/PV).

Para operação coordenada Hidro/PV, as duas usinas devem estar ligadas ao sistema elétrico através do mesmo ponto de conexão. Assim, a necessidade da usina PV ser construída próxima à UHE, impulsiona a utilização de usinas solares flutuantes que podem ocupar a superfície do lago ao invés de áreas ao redor do reservatório, nas quais geralmente o relevo é desfavorável para construção de grandes áreas planas da ordem de vários km² de usinas PV. Tendo em vista que o custo é outro fator limitante para a utilização da fonte PV, foi apresentado um procedimento para análise técnico-econômica das diversas variáveis de projeto de um sistema PV flutuante. Dentre elas, a inclinação é a que apresenta maior influência no custo normalizado de energia (LCOE) devido ao aumento dos custos diretos (peças maiores, obras civis mais caras) e indiretos (custo do transporte, armazenamento, tempo para construção da USF) da plataforma flutuante e do sistema de ancoragem que são diretamente proporcionais à inclinação. Assim, a escolha da inclinação baseada apenas

em critérios técnicos de maximização de energia, tal como realizado para sistemas em solo de menor porte, pode levar a valores de LCOE que inviabilizem a utilização desta tecnologia em substituição às UTEs. A distância da USF até a subestação da hidrelétrica é outro fator a ser considerado na etapa de concepção das USFs, pois pode tornar o custo da energia inviável caso os comprimentos das redes coletoras alcancem valores elevados. De qualquer forma, os custos de LCOE para redes coletoras de até 20 km (variando de R\$ 320/MWh a R\$342/MWh), são competitivos se comparados com algumas usinas térmicas despachadas nos últimos anos de operação do SIN.

Os resultados das simulações de produção anual de energia das USFs no PVSyst® apresentaram um acréscimo de energia significativo para as UHEs da bacia do rio São Francisco, variando de 51,2% até 105,6%. Estes altos percentuais confirmam o baixo desempenho das hidrelétricas da bacia em questão, algumas operando com fator de capacidade próximo ou abaixo de uma usina PV em solo. Além disso, verificou-se através de cálculos e pelas imagens de satélite dos reservatórios que para as UHEs com reservatórios de acumulação, o impacto das USFs nas demais atividades produtivas (lazer, turismo, piscicultura, etc) é praticamente nulo, pois a área do lago coberta representou no máximo 4% da área total do reservatório. Por outro lado, para UHEs a fio d'água, o impacto pode ser bem mais significativo, pois a área ocupada pela USF alcançou valores próximos a 50% da superfície total do reservatório. Além disso, no caso do Complexo Paulo Afonso, formado pelas UHEs Paulo Afonso I, II, III e IV, as áreas ocupadas pelas USFs superariam em muito as áreas dos reservatórios. Este fato que excluiu as mesmas da análise energética realizada, pois seria impossível construir USFs com as potências de pico especificadas nas áreas disponíveis nestes reservatórios. No entanto, este é um caso bem particular tendo em vista que estas UHEs concentram 3880 MW de capacidade instalada em dois pequenos represamentos.

A fim de incorporar os resultados energéticos aos algoritmos de otimização do sistema elétrico existentes bem como mensurar os benefícios econômicos da utilização de USFs para substituição das UTEs, foi apresentado um método para modelar a energia PV como uma vazão equivalente adicional à vazão natural do rio. Ressalta-se que do ponto de vista regulatório essa abordagem enfrenta alguns entraves relativos à diferença de custo entre as duas fontes, porém do ponto de vista energético é uma boa abordagem. Assim, a análise do perfil mensal das vazões equivalentes evidenciou a capacidade de complementação da USF no período seco, nos quais a vazão equivalente superou a vazão natural do rio, o que representa a possibilidade da hidrelétrica armazenar mais água e, conseqüentemente, depender menos da complementação térmica diversificando, dessa forma, a matriz energética nacional e reduzindo, assim, as emissões do país e o custo da energia elétrica para os consumidores.

Por fim, tendo em vista a evolução tecnológica da fonte PV, que tem reduzido

substancialmente o custo da mesma, o crescimento dos projetos de USFs observados nos últimos anos ao redor do mundo e os resultados dos ganhos energéticos, que podem ser obtidos ao tornar UHEs com baixa capacidade de produção hidrelétrica em usinas híbridas, aliado aos benefícios ambientais da fonte PV, sobretudo, das USFs que ainda tem a vantagem de utilizar as áreas disponíveis sobre a superfície dos reservatórios e aproveitar a infraestrutura elétrica (linhas de transmissão, subestações) existente, pode-se concluir que as USFs serão boas alternativas para a expansão do sistema elétrico nos próximos anos.

7.2 Recomendações para trabalhos futuros

Neste trabalho foi apresentado um método para dimensionamento do potencial de utilização de usinas solares flutuantes para substituição das usinas termelétricas considerando os diversos aspectos técnicos e econômicos envolvidos. Ao longo da elaboração do trabalho, constatou-se diversas lacunas de estudos cujos temas são de relevância para a realização de tal dimensionamento, as quais deram origem a algumas ideias para trabalhos futuros, dentre as quais podem ser elencadas:

- Estudo experimental que permita estimar as perdas energéticas devido ao acúmulo de poeira em um painel PV instalado em um reservatório de uma usina hidrelétrica no Brasil (sobre a água ou mesmo às margens do lago) em função do ângulo de inclinação do mesmo;
- Estudo do ganho energético obtido pelos painéis PV instalados sobre a superfície do reservatório de usinas hidrelétricas do Brasil em relação à painéis PV instalados às margens dos reservatório;
- Determinação de um modelo para estimar o ganho de eficiência dos painéis PV instalados sobre a água em função do ângulo de inclinação dos mesmos, da influência do formato dos flutuadores para obstrução ao escoamento natural do vento, da temperatura ambiente, etc;
- Utilização da modelagem da energia PV como vazão equivalente nos algoritmos de programação do despacho (DECOMP, NEWAVE, etc) das usinas que compõe o SIN para mensurar os benefícios econômicos da substituição das termelétricas pelas usinas solares flutuantes;
- Estudos relacionados à otimização do tamanho (potência de pico) da usina solar flutuante e em solo para operação coordenada com hidrelétricas, considerando os algoritmos de programação de despacho descritos anteriormente;

- Estudos que contribuam para a elaboração de uma norma técnica nacional que permita calcular os esforços causados pelo escoamento do vento em painéis PV instalados em solo, sobre telhados e sobre flutuadores;
- Estudos relacionados à estabilidade dinâmica das unidades geradoras das hidrelétricas nas quais pretende-se construir as usinas solares flutuantes, através da modelagem da intermitência da energia PV como uma fonte de perturbação para as unidades geradoras.

Referências

ABNT, A. B. D. N. T. *NBR 6123 - Forças devidas ao vento em edificações*. 1988. 66 p. Rio de Janeiro. Citado 3 vezes nas páginas 49, 79 e 81.

AN, Y. et al. Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation : Applications to short-term scheduling. *Journal Renewable Sustainable Energy*, v. 7, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1063/1.4939056>>. Acesso em 18 set. 2017. Citado 7 vezes nas páginas 28, 29, 62, 63, 64, 65 e 70.

ANA, A. N. d. Á. *Cadernos de Recursos Hídricos: O TURISMO E O LAZER E SUA INTERFACE*. 2005. Brasília. 62p. Disponível em: <www.dominiopublico.gov.br/download/texto/an000007>. Acesso em: 14 jun. 2017. Citado na página 29.

ANDRADE, M. et al. The vulnerability of hydroelectric generation in the Northeast of Brazil : The environmental and business risks for CHESF. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, p. 5760–5769, 2012. Citado na página 29.

ANEEL, A. N. d. E. E. *BIG- Banco de informações de geração*. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 22 de nov. de 2017. Citado na página 27.

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. Citado na página 69.

BAJAY, S. V. Integrating competition and planning: A mixed institutional model of the Brazilian electric power sector. *Energy*, v. 31, n. 6-7, p. 865–876, 2006. Citado na página 27.

BRIEN, C. O.; BARKASZI, S. *Wind Load Calculations for PV Arrays*. 2010. Disponível em: <http://www.solarabcs.org/about/publications/reports/wind-load/pdfs/Wind_Load_blanksstudyreport3.pdf>. Acesso em: 8 out. 2017. Citado na página 49.

CCEE, C. d. C. d. E. E. *Garantia Física*. 2013. 49 p. Disponível em: <https://ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_054287> Acesso em: 17 mar. 2017. Citado na página 43.

CCEE, C. d. C. d. E. E. *InfoMercado Individual 2014*. 2015. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?_afLoop=234927870073880#%40%3F_afLoop%3D234927870073880%26_adf.ctrl-state%3D8dejb4mo_54>. Acesso em: 31 mar. 2017. Citado 3 vezes nas páginas 74, 89 e 103.

CCEE, C. d. C. d. E. E. *InfoMercado Individual 2015*. 2016. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?_afLoop=234927870073880#%40%3F_afLoop%3D234927870073880%26_adf.ctrl-state%3D8dejb4mo_54>. Acesso em: 31 mar. 2017. Citado 3 vezes nas páginas 74, 89 e 103.

CCEE, C. d. C. d. E. E. *InfoMercado Individual 2016*. 2017. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?_afLoop=234927870073880#%40%3F_afLoop%3D234927870073880%26_adf.ctrl-state%3D8dejb4mo_54>. Acesso em: 31 mar. 2017. Citado 3 vezes nas páginas 74, 89 e 103.

CEPEL, C. d. P. d. E. E. *DECOMP - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo*. 2017. Disponível em: <<http://www.cepel.br/produtos/decomp-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-curto-prazo.htm>>. Acesso em: 27 nov. 2017. Citado na página 71.

CHOI, Y.-k. A Study on Power Generation Analysis of Floating PV System Considering Environmental Impact. *International Journal of Software Engineering and Its Applications*, v. 8, n. 1, p. 75–84, 2014. Citado 6 vezes nas páginas 29, 33, 34, 69, 70 e 92.

CIEL&TERRE. *Hydrelío® Components*. sem data. Disponível em: <<http://www.ciel-et-terre.net/hydrelio-technology/>>. Acesso em: 22 out. 2017. Citado 4 vezes nas páginas 50, 51, 80 e 84.

DARLING, S. B. et al. Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. *Energy & Environmental Science*, v. 4, n. 9, p. 3077–3704, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 78.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. *Thermal Processes of Solar Engineering*. 4ª edição. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, Inc, 2005. 746-759 p. Canadá. Citado 3 vezes nas páginas 65, 66 e 67.

ELETRONICS, P. *Solar Inverters Stations Solutions*. sem data. Disponível em: <<http://power-electronics.com/solar-inverter/>>. Acesso em: 11 out. 2017. Citado na página 86.

ENERGIEWENDE, A. *Current and Future Cost of Photovoltaics Current and Future Cost of Photovoltaics*. 2015. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf>. Acesso em: 23 nov. 2017. Citado na página 28.

EPE, E. d. P. E. *Balanço Nacional de Energia 2017*. 2017. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio>>. Acesso em: 22 nov. 2017. Citado na página 28.

EPE, E. de pesquisas energética. *23º LEILÃO DE ENERGIA NOVA A-5 Resumo Vendedor*. sem data. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-120/Resultado_completo_site_23_len.pdf>. Acesso em: 29 nov. 2017. Citado na página 105.

FANG, W. et al. Optimal sizing of utility-scale photovoltaic power generation complementarily operating with hydropower : A case study of the world ' s largest hydro-photovoltaic plant. *Energy Conversion and Management*, Elsevier Ltd, v. 136, p. 161–172, 2017. Citado 5 vezes nas páginas 28, 62, 65, 84 e 85.

FARIA, E. et al. Allocation of Firm-Energy Rights Among Hydro Plants : An Aumann – Shapley Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 2, p. 541–551, 2009. Citado na página 43.

FERRER-GISBERT, C. et al. A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs. *Renewable Energy*, v. 60, p. 63–70, 2013. Citado 4 vezes nas páginas 36, 37, 50 e 101.

FREITAS, V. et al. Enhanced-Pumped-Storage : Combining pumped-storage in a yearly storage cycle with dams in cascade in Brazil. *Energy*, v. 78, p. 513–523, 2014. Citado na página 63.

GLASNOVIC, Z.; MARGETA, J. The features of sustainable Solar Hydroelectric Power Plant. *Renewable Energy*, v. 34, n. 7, p. 1742–1751, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 71.

GLASNOVIC, Z.; MARGETA, K.; OMERBEGOVIĆ, V. Artificial Water Inflow Created by Solar Energy for Continuous Green Energy Production. *Water Resources and Management*, v. 27, p. 2303–2323, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 70 e 85.

HAU, E. *Wind Turbines*. 2ª edição. ed. [S.l.]: Springer, 2006.

Krailling. Citado 2 vezes nas páginas 72 e 86.

HEGAZY, A. A. Effect of dust accumulation on solar transmittance through glass covers of plate-type collectors. *Renewable Energy*, v. 22, p. 525–540, 2001. Citado na página 52.

HEGEDUS, S.; LUQUE, A. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. [S.l.]: John Wiley & Sons Ltd, 2003. Chichester. Citado 3 vezes nas páginas 44, 45 e 46.

ISIGENERE. *Floating System for Photovoltaic Installations*. sem data. Disponível em: <https://isifloating.com.files.wordpress.com/2016/05/isifloating_english.pdf>. Acesso em: 22 out. 2017. Citado 4 vezes nas páginas 50, 51, 80 e 84.

KELMAN, J. *Relatório da comissão de análise do sistema hidrotérmico de energia elétrica*. Brasília, 2001. 99 p. Disponível em: <http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio_da_comissao.pdf>. Acesso em: 17 jul. 2016. Citado na página 27.

KIM, S.-H. et al. Application of Floating Photovoltaic Energy Generation Systems in South Korea. *Sustainability*, v. 8, 2016. Disponível em: <<http://www.mdpi.com/2071-1050/8/12/1333>>. Acesso em: 17 jan. 2017. Citado 6 vezes nas páginas 35, 38, 39, 40, 50 e 69.

LAMPREIA, J. et al. Analyses and perspectives for Brazilian low carbon technological development in the energy sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 7, p. 3432–3444, 2011. Citado na página 27.

LEIVAS, J. et al. Variação Diária do albedo sobre uma superfície vegetada e sobre um lago na estação experimental da UFRGS-RS. In: *XV Congresso Brasileiro de Agrometeorologia*. [s.n.], 2007. Aracajú. Disponível em: <<http://www.ufrgs.br/leaa/arquivos/Artigos%20em%20Eventos%20Cient%C3%ADficos/Leivas%20Fontana%20Berlato%20Cardoso%20CBA%202007.pdf>>. Acesso em: 2 nov. 2017. Citado na página 91.

- LUCENA, A. F. P. de et al. The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil. *Energy Policy*, v. 37, n. 3, p. 879–889, 2009. Citado na página 27.
- MANI, M.; PILLAI, R. Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 9, p. 3124–3131, 2010. Citado na página 51.
- MARCONI, M. d. A.; LAKATOS, E. M. *Fundamentos de metodologia científica*. 8ª edição.. ed. [S.l.]: Atlas, 2006. São Paulo. Citado na página 31.
- MARTINS, F. R. et al. Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. *Energy Policy*, v. 36, n. 8, p. 2843–2854, 2008. Citado 4 vezes nas páginas 28, 64, 75 e 105.
- MENDES, L. A. et al. Water Conflicts in Hydrothermal System Operation: The São Francisco River, Brazil. In: *World Environmental and Water Resources Congress 2012*. [s.n.], 2012. p. 2501–2511. Albuquerque. Disponível em: <<https://ascelibrary.org/doi/abs/10.1061/9780784412312.250>>. Acesso em: 15 out. 2017. Citado na página 101.
- MERMOUD, A. *What is the sheds (rows) spacing optimum ?* 2012. Disponível em: <<http://forum.pvsyst.com/viewtopic.php?f=20&t=29&p=29&hilit=unlimited+sheds#p29>>. Acesso em: 5 ago. 2017. Citado na página 58.
- MERMOUD, A. *In sheds arrangement, which power can I install on a given area* 2015. Disponível em: <<http://forum.pvsyst.com/viewtopic.php?f=20&t=1994&p=5389&hilit=Ground+Coverage+Ratio#p5389>>. Acesso em: 28 jul. 2017. Citado 3 vezes nas páginas 56, 57 e 59.
- MERMOUD, A. *How to adapt PVsyst to floating PV systems ?* 2017. Disponível em: <<http://forum.pvsyst.com/viewtopic.php?f=29&t=3025&p=7722&hilit=floating#p7722>>. Acesso em: 9 ago. 2017. Citado na página 60.
- MERMOUD, A.; WITTMER, B. *PVSYST USER ' S MANUAL - PVsyst6*. 2014. 102 p. Disponível em: <http://www.pvsyst.com/images/pdf/PVsyst_Tutorials.pdf>. Acesso em: 8 jul. 2017. Citado na página 55.
- MESENTER, R. A.; VENTRE, J. *Photovoltaic System Engeneering*. 2ª edição. ed. [S.l.]: Taylor & Francis e-Library, 2004. 47-55 p. Citado 5 vezes nas páginas 49, 65, 66, 67 e 68.
- METEONORM. sem data. Disponível em: <<http://www.meteororm.com/>>. Acesso em: 24 jul. 2017. Citado na página 76.
- MME, M. d. M. e. E. *Hidrelétrica Balbina inicia projeto com flutuadores para gerar energia solar*. 2016. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset/publisher/32hLrOzMKwWb/content/hidreletrica-balbina-inicia-projeto-com-flutuadores-para-gerar-energia-solar>>. Acesso em: 8 abri. 2016. Citado na página 38.
- MORADI-SHAHRBABA, Z.; TABESH, A.; YOUSEFI, G. R. Economical design of utility-scale photovoltaic power plants with optimum availability. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 61, n. 7, p. 3399–3406, 2014. Citado na página 54.

- OLIVEIRA, G. de et al. Avaliação do albedo em diferentes tipos de uso e cobertura da terra no sudoeste da Amazônia. In: *XVI Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto- SBSR*. [s.n.], 2013. Foz do Iguaçu. Disponível em: <<http://www.dsr.inpe.br/sbsr2013/files/p0696.pdf>>. Acesso em: 2 nov. 2017. Citado na página 91.
- ONS, O. N. d. S. *Submódulo 8.1-Programação diária da operação eletroenergética*. 2015. 25 p. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/download.aspx?vig=1&SourceUrl=%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%208.>> Acesso em: 6 nov. 2017. Citado na página 70.
- ONS, O. N. d. S. *Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN - 2017-2021*. 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 18 set. 2017. Citado na página 73.
- PRADO, F. A. et al. How much is enough? An integrated examination of energy security, economic growth and climate change related to hydropower expansion in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 53, p. 1132–1136, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.
- PVSYST. *PVsys v6.63 - Trial, versão 6.63: Universidade de Geneva*. 2017. Versão trial baixada do site do PVsyst na internet. Citado 12 vezes nas páginas 45, 55, 57, 58, 60, 61, 74, 76, 83, 92, 94 e 95.
- RAMOS, D. S. et al. Expansão da capacidade do atendimento de ponta no Sistema Interligado Brasileiro. *Revista USP*, p. 103–121, 2015. Disponível em: <<https://www.revistas.usp.br/revusp/article/viewFile/106758/105397>>. Acesso em: 7 nov. 2017. Citado na página 29.
- SACRAMENTO, E. M. do et al. Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs. *IET Renewable Power Generation*, v. 9, p. 1019–1025, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 35, 69, 70 e 92.
- SAHU, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 66, p. 815–824, 2016. Citado 8 vezes nas páginas 34, 35, 36, 37, 38, 39, 42 e 50.
- SANTAFÉ, M. R. *Diseño de un sistema de cubierta flotante fotovoltaica para balsas de riego*. Tese (Doutorado) — Departamento de Engenharia Rural e Agrolimentaria, Universidade Politécnica de Valencia, Valencia, 2011. Citado 10 vezes nas páginas 40, 46, 47, 48, 49, 50, 74, 80, 93 e 98.
- SANTAFÉ, M. R. et al. Theoretical and experimental analysis of a floating photovoltaic cover for water irrigation reservoirs. *Energy*, v. 67, p. 246–255, 2014. Citado 5 vezes nas páginas 34, 35, 53, 54 e 95.
- SCIENZAINDUSTRiatecnologia. *Photovoltaic floating plant with tracking and cooling system*. 2014. Disponível em: <<http://www.scintec.it/ricerca/energia/ftcE.html>>. Acesso em: Acesso em: 4 de mai.de 2016. Citado na página 40.
- SILVEIRA, J. L.; TUNA, C. E.; LAMAS, W. D. Q. The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical

- power generation in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 20, p. 133–141, 2013. Citado na página 28.
- SOITO, J. L. D. S.; FREITAS, M. A. V. Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 6, p. 3165–3177, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.
- SOTO, W. D.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, v. 80, n. 1, p. 78–88, 2006. Citado na página 67.
- TRAPANI, K. *Flexible floating thin film photovoltaic (PV) array concept for marine and lacustrine environments*. Tese (Doutorado) — Engenharia de Recursos Naturais, Universidade de Laurentian, Ontario,, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 84.
- TRAPANI, K.; MILLAR, D. L. The thin film flexible floating PV (T3F-PV) array: The concept and development of the prototype. *Renewable Energy*, v. 71, p. 43–50, 2014. Citado na página 41.
- TRAPANI, K.; SANTAFÉ, M. R. A review of floating photovoltaic installations: 2007-2013. *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, v. 15, n. February 2013, p. 659–676, 2014. Citado 5 vezes nas páginas 33, 35, 36, 38 e 41.
- UEDA, Y. et al. Performance analysis of PV systems on the water. In: *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. [s.n.], 2008. v. 25, n. 2, p. 2–5. Valencia. Disponível em: <<http://www.eupvsec-proceedings.com/proceedings?paper=3001>>. Acesso em: 2 mar. 2017. Citado 2 vezes nas páginas 70 e 92.
- VILLALVA, M. G. *Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações*. 2ª edição. ed. [S.l.]: Érica, 2015. São Paulo. Citado na página 46.
- XU, R. et al. Analysis of the optimum tilt angle for a soiled PV panel. *Energy Conversion and Management*, v. 148, p. 100–109, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 51, 52, 53 e 59.

Apêndices

APÊNDICE A – Tabelas com resultados da simulação das USFs para os reservatórios das UHEs da bacia do rio São Francisco

Tabela A.1 – Resumo das simulações para os diferentes valores de α na UHE de Queimado

UHE QUEIMADO								
α [°]	θ [°]	UF	P_{man} [m]	P_{som} [m]	P [m]	A_{flo} [m ²]	D_{Pow} [kW _p /m ²]	E_{norm} [MWh ano/MW _p]
0	0,0	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1623,5
1	2,0	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1631,2
2	3,9	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1638,5
3	5,9	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1645,3
4	7,8	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1651,6
5	9,7	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1657,3
10	19,2	0,67	1,47	-	1,47	9713,4	0,102950	1676,7
15	27,0	0,68	1,46	1,34	1,46	9570,6	0,104487	1681,7
20	33,6	0,69	1,43	1,44	1,44	9431,9	0,106023	1672,6
25	33,6	0,65	1,40	1,53	1,53	10012,3	0,099877	1659,0
30	33,7	0,62	1,36	1,60	1,60	10496,8	0,095267	1635,1

Fonte: Elaboração próprio autor

Tabela A.2 – Resumo das simulações para os diferentes valores de α na UHE Retiro Baixo

UHE RETIRO BAIXO								
α [°]	θ [°]	UF	P_{man} [m]	P_{som} [m]	P [m]	A_{flo} [m ²]	D_{Pow} [kW _p /m ²]	E_{norm} [MWh ano/MW _p]
0	0,0	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1629,6
1	2,0	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1637,9
2	3,9	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1645,8
3	5,9	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1653,3
4	7,8	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1660,2
5	9,7	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1666,4
10	19,2	0,67	1,47	-	1,47	9713,4	0,102950	1689,0
15	27,0	0,68	1,46	1,40	1,46	9570,6	0,104487	1697,0
20	30,2	0,65	1,43	1,51	1,51	10012,3	0,099877	1694,3
25	30,3	0,61	1,40	1,61	1,61	10668,9	0,093731	1683,6
30	30,4	0,58	1,36	1,70	1,70	11220,7	0,089121	1663,1

Fonte: Elaboração próprio autor

Tabela A.3 – Resumo das simulações para os diferentes valores de α na UHE Sobradinho

UHE SOBRADINHO								
α [°]	θ [°]	UF	P_{man} [m]	P_{som} [m]	P [m]	A_{flo} [m ²]	D_{Pow} [kW _p /m ²]	E_{norm} [MWh ano/MW _p]
0	0	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1586,7
1	2	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1589,1
2	3,9	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1591,6
3	5,9	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1593,8
4	7,8	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1595,4
5	9,7	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1596,4
10	19,2	0,67	1,47	-	1,47	9713,4	0,102950	1593,1
15	27,0	0,68	1,46	-	1,46	9570,6	0,104487	1576,3
20	34,1	0,69	1,43	-	1,43	9431,9	0,106023	1546,3
25	39,8	0,71	1,40	1,40	1,40	9166,2	0,109096	1504,4
30	39,9	0,68	1,36	1,45	1,45	9570,6	0,104487	1459,2

Fonte: Elaboração próprio autor

Tabela A.4 – Resumo das simulações para os diferentes valores de α na UHE Itaparica

UHE ITAPARICA								
α [°]	θ [°]	UF	P_{man} [m]	P_{som} [m]	P [m]	A_{flo} [m ²]	D_{Pow} [kW _p /m ²]	E_{norm} [MWh ano/MW _p]
0	0	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1579,3
1	2	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1581,8
2	3,9	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1583,9
3	5,9	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1585,7
4	7,8	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1586,9
5	9,7	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1587,5
10	19,2	0,67	1,47	-	1,47	9713,4	0,102950	1582,4
15	27,0	0,68	1,46	-	1,46	9570,6	0,104487	1563,5
20	34,1	0,69	1,43	-	1,43	9431,9	0,106023	1531,1
25	39,9	0,71	1,40	1,40	1,40	9166,2	0,109096	1486,8
30	39,9	0,68	1,36	1,45	1,45	9570,6	0,104487	1438,9

Fonte: Elaboração próprio autor

Tabela A.5 – Resumo das simulações para os diferentes valores de α na UHE Complexo Paulo Afonso e Apolônio Sales

UHE COMPLEXO PAULO AFONSO E APOLÔNIO SALES								
α [°]	θ [°]	UF	P_{man} [m]	P_{som} [m]	P [m]	A_{flo} [m ²]	D_{Pow} [kW _p /m ²]	E_{norm} [MWh ano/MW _p]
0	0	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1572,5
1	2	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1575,0
2	3,9	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1577,2
3	5,9	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1579,0
4	7,8	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1580,3
5	9,7	0,66	1,49	-	1,49	9860,6	0,101414	1581,0
10	19,2	0,67	1,47	-	1,47	9713,4	0,102950	1576,1
15	27,0	0,68	1,46	-	1,46	9570,6	0,104487	1557,5
20	34,1	0,69	1,43	-	1,43	9431,9	0,106023	1525,3
25	39,9	0,71	1,40	1,40	1,40	9166,2	0,109096	1481,4
30	39,9	0,68	1,36	1,45	1,45	9570,6	0,104487	1434,1

Fonte: Elaboração próprio autor

APÊNDICE B – Imagens de satélite dos reservatórios com indicação da USF

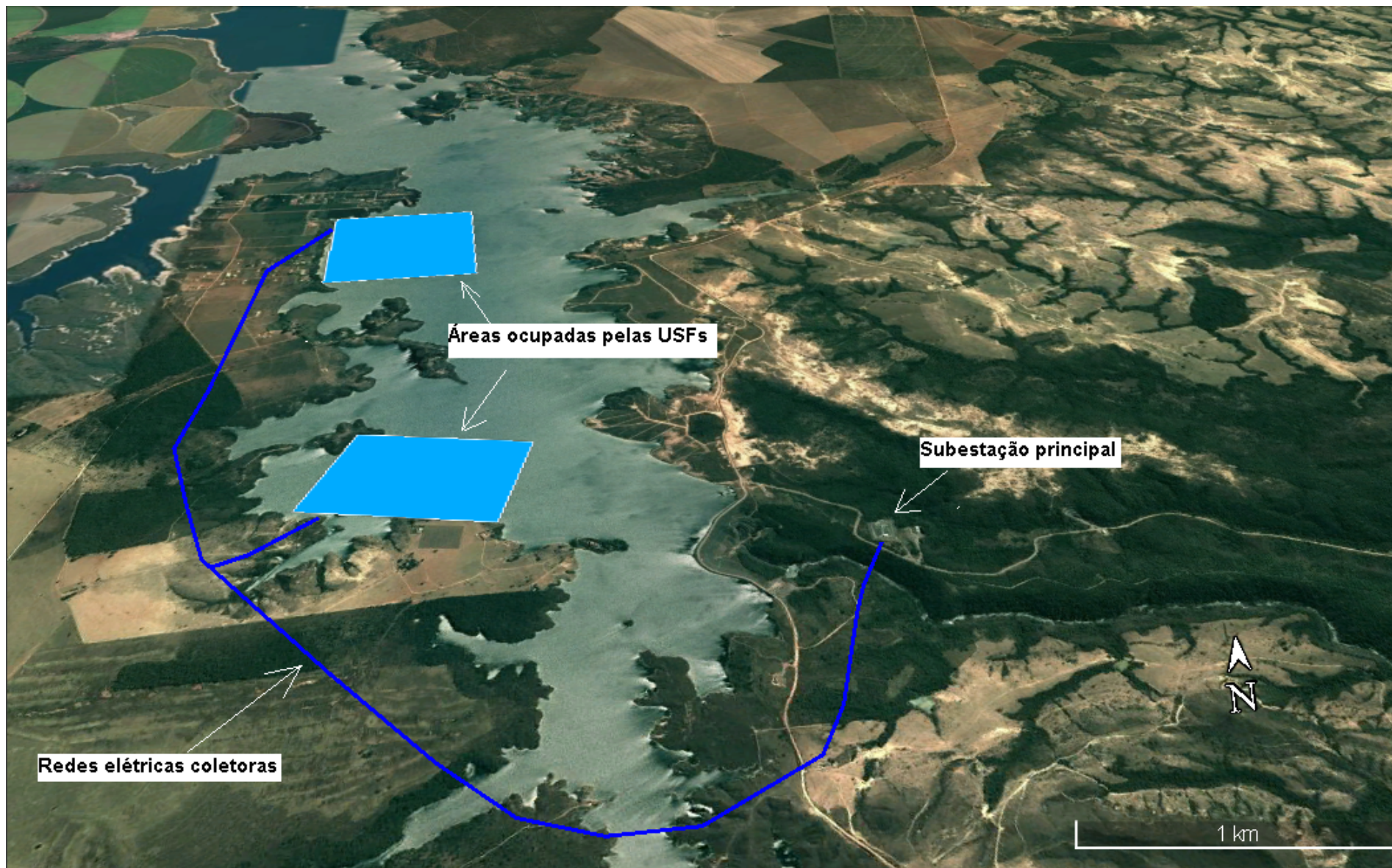


Figura B.1 – USF no reservatório da UHE Queimado

Fonte: Elaboração próprio autor a partir do Google Earth®

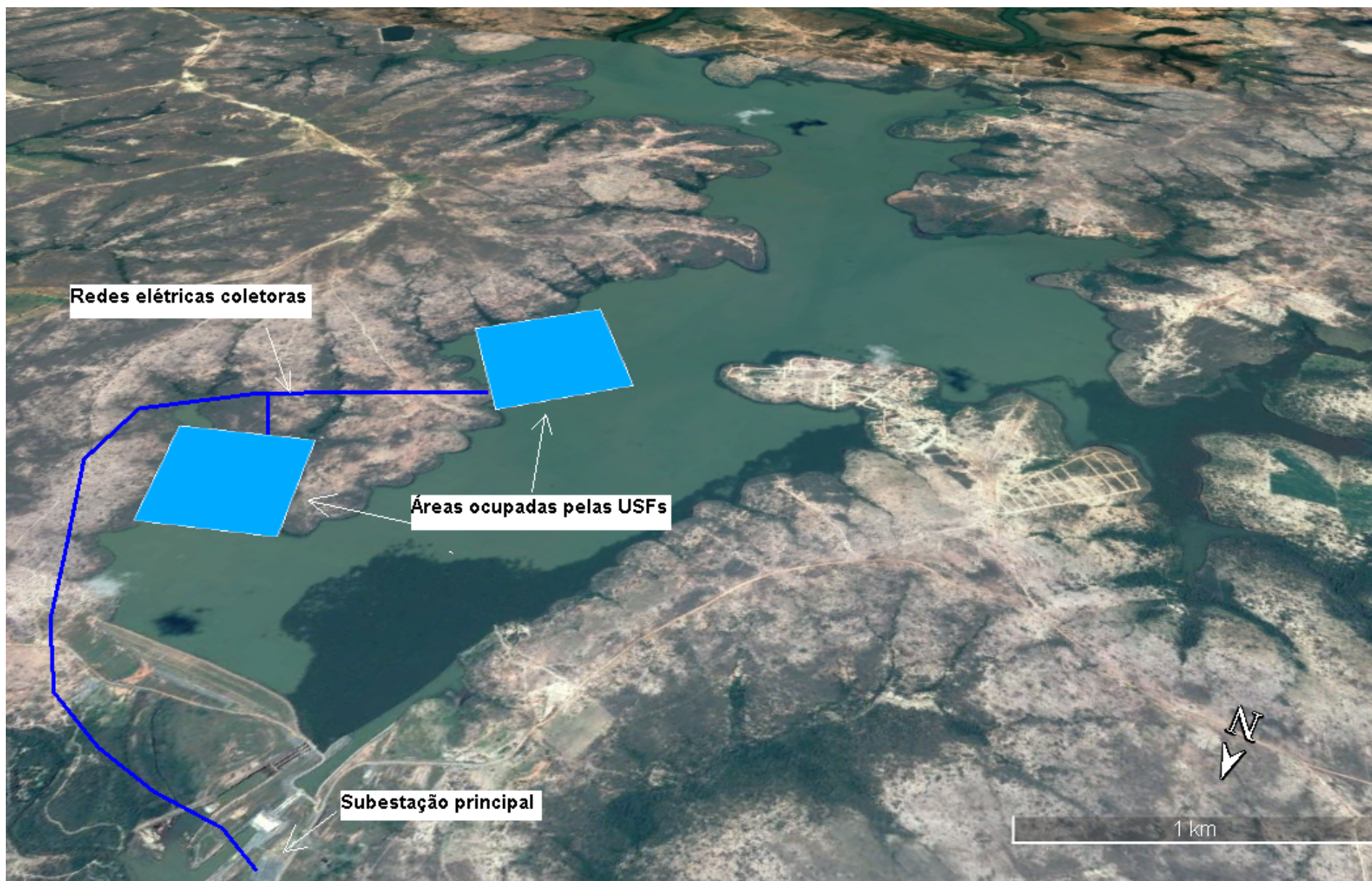


Figura B.2 – USF no reservatório da UHE Retiro Baixo

Fonte: Elaboração próprio autor a partir do Google Earth®



Figura B.3 – USF no reservatório da UHE Três Marias

Fonte: Elaboração próprio autor a partir do Google Earth®



Figura B.4 – USF no reservatório da UHE Sobradinho

Fonte: Elaboração próprio autor a partir do Google Earth®

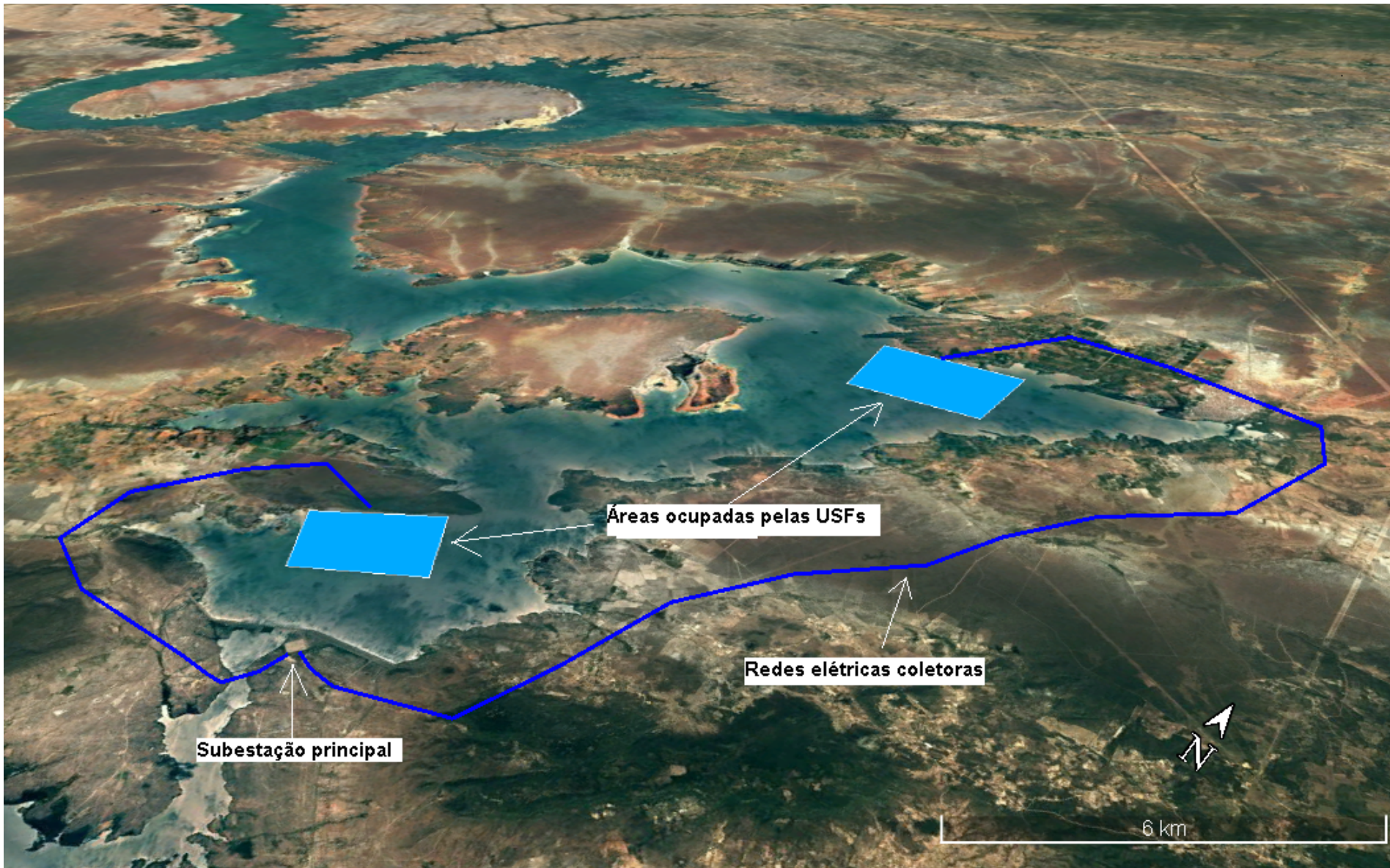


Figura B.5 – USF no reservatório da UHE Itaparica

Fonte: Elaboração próprio autor a partir do Google Earth®

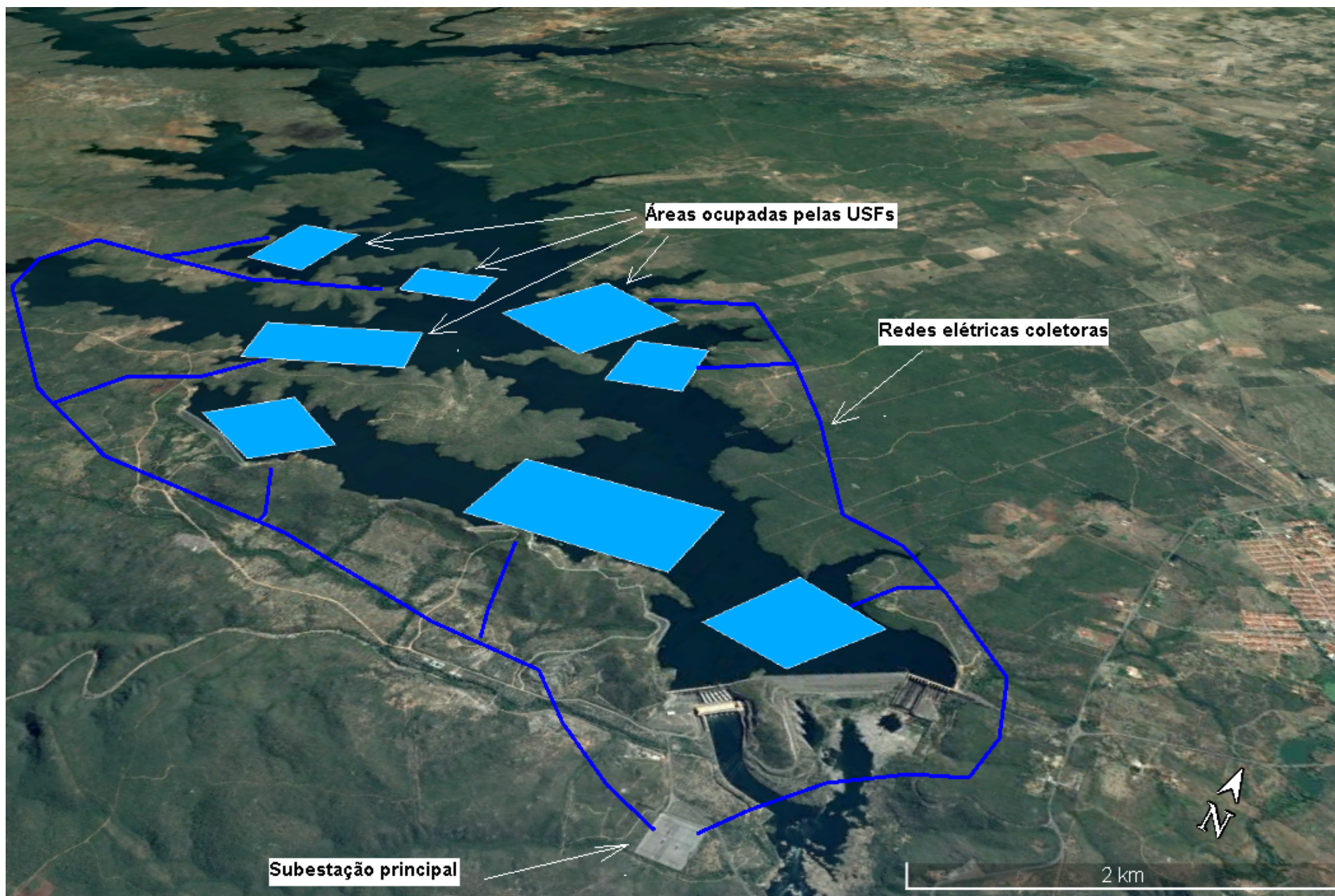


Figura B.6 – USF no reservatório da UHE Xingó