

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA
INSTALAÇÃO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS DEMONSTRATIVOS NO
CENTRO OLÍMPICO E PARALÍMPICO DE
SAMAMBAIA**

**Autor: Matheus Cleiton Pinheiro Cosme
Orientador: Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani**

Brasília, julho de 2018

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA
INSTALAÇÃO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS DEMONSTRATIVOS NO
CENTRO OLÍMPICO E PARALÍMPICO DE
SAMAMBAIA**

MATHEUS CLEITON PINHEIRO COSME

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

APROVADO POR:

Prof. Dr.: Rafael Amaral Shayani, UnB/ ENE
Orientador

Prof. Dr.: Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, UnB/ ENE
Professor Convidado

Prof. Dr.: Jorge Andrés Cormane Angarita, UnB/ FGA
Professor Convidado

FICHA CATALOGRÁFICA

COSME, MATHEUS CLEITON PINHEIRO

Análise técnico-econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos demonstrativos no Centro Olímpico e Paralímpico de Samambaia [Distrito Federal] 2018.

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica. Orientação: Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani.

1. Energia Solar Fotovoltaica 2. Programa Brasília Solar 3. Análise Econômica

I. ENE/FT/UnB II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

COSME, M. C. P. (2018). Análise técnico-econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos demonstrativos no Centro Olímpico e Paralímpico de Samambaia. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2018, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 136p.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pelo dom da vida, pelas pessoas que colocou em minha caminhada e pela motivação em me tornar um ser humano melhor a cada dia.

À minha família, especialmente aos meus pais e ao meu irmão, pelo amor, pelo carinho, pelos valores ensinados, por todo o apoio demonstrado, pela compreensão e pela paciência.

Aos meus amigos, pelo companheirismo, pelas histórias e por tornarem os meus dias mais leves.

Ao professor Rafael Shayani, pelos ensinamentos, pelos conselhos, pela cordialidade e por toda a dedicação demonstrada ao me orientar nos últimos meses.

Aos engenheiros Márcio Costa e Celso da Mota, pela solicitude e pelas valiosas informações que contribuíram com este trabalho.

RESUMO

A capacidade instalada global de geração fotovoltaica tem crescido significativamente nos últimos anos, à medida que essa tecnologia tem se tornado competitiva frente às demais fontes de energia. O Brasil é privilegiado com um ótimo recurso solar, porém, a energia solar só teve o seu uso expandido no país após a publicação da Resolução nº 482/2012 da Aneel, que estabeleceu os conceitos de micro e minigeração distribuída, e regulamentou o sistema de compensação de energia elétrica no Brasil. No Distrito Federal, foi criado em 2016 o Programa Brasília Solar, que tem como um de seus objetivos a instalação de sistemas fotovoltaicos em edifícios públicos visando a geração de energia para autoconsumo e a promoção da tecnologia fotovoltaica. Nesse aspecto, são propostos três projetos de sistemas fotovoltaicos demonstrativos com possibilidade de aplicação no Centro Olímpico e Paralímpico (COP) de Samambaia. Esses projetos utilizam painéis fotovoltaicos não tradicionais, com maior apelo visual. O primeiro projeto consiste em uma cobertura fotovoltaica sobre a academia ao ar livre, com potência nominal igual a 31,36 kWp e investimento inicial de R\$ 256.162,05 (8,17 R\$/Wp). O segundo é a instalação de um sistema fotovoltaico sobre a cobertura curva da quadra poliesportiva, cuja potência instalada é de 28,8 kWp e o investimento inicial de R\$ 556.134,94 (19,31 R\$/Wp). O terceiro é a montagem de painéis fotovoltaicos sobre as fachadas verticais do prédio da administração, somando 12,665 kWp e com investimento inicial igual a R\$ 119.718,75 (9,45 R\$/Wp). Em geral, os COPs possuem construções parecidas, portanto, os SFVs dimensionados para o COP de Samambaia podem ser replicados em outros COPs. A simulação da geração solar fotovoltaica foi feita no MATLAB e utilizou a biblioteca de funções desenvolvida pelo PVPMC e disponibilizada pela SNL. As simulações mostram que a geração anual é de 43.636,0 kWh no SFV da academia, 40.909,3 kWh no SFV da quadra e 7.801,8 kWh no SFV da administração. Em seguida, a análise econômica foi feita e os indicadores de viabilidade mostram que os projetos ainda não são atrativos financeiramente. A análise de sensibilidade constata que caso o investimento inicial normalizado seja menor do que 6,00 R\$/Wp, os projetos do SFV da academia e do SFV da quadra tornam-se economicamente viáveis. O SFV da academia também é financeiramente atrativo se o reajuste anual da tarifa da CEB estiver 4% acima da inflação. Uma análise técnico-econômica alternativa é feita, substituindo os painéis da análise original por painéis tradicionais semelhantes. Nesse caso, o investimento inicial em cada projeto passa a ser de R\$ 162.812,50 (5,29 R\$/Wp) no SFV da academia, R\$ 237.812,50 (8,69 R\$/Wp) no SFV da quadra e R\$ 105.500,00 (9,40 R\$/Wp) no SFV da administração. Apesar da redução do investimento inicial, somente o SFV da academia apresenta indicadores de viabilidade econômica atrativos – o VPL é igual a R\$ 17.409,43, o tempo de retorno é de 19,7 anos e a TIR igual a 9,96% a.a.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Programa Brasília Solar, Análise Econômica

ABSTRACT

Global installed capacity for photovoltaic generation has substantially increased in recent years as solar PV technology has become competitive over other energy sources. Although it has a great solar resource, solar energy usage in Brazil has only been extended after the Aneel Resolution 482/2012 was published. It established the conception of distributed microgeneration and minigeneration, and regulated the electric power compensation system. Brasilia Solar Program was created in 2016 to promote solar energy usage in Federal District. Among other purposes, the Program aims to install photovoltaic systems (PVS) in public buildings in order to generate energy for self consumption and to promote PV technology. Thereby, three projects of showcase PVS are proposed to be installed at the Olympic and Paralympic Center (OPC) of Samambaia. These projects use non-traditional PV panels which have greater visual appeal. The first project consists on a PV roofing installed above the outdoor gym; it is a 31.36 kWp PV system that has an initial investment cost of R\$ 256,162.05 (8.17 R\$/Wp). The second one is a PV system installed on the sports courts's curved roofing; it is a 28.8 kWp PVS that has an initial investment cost of R\$ 556,134.94 (19.31 R\$/Wp). The last one consists on PV panels installed over the vertical facades of the administration building; it is a 12,665 kWp PVS that has an initial investment cost of R\$ 119,718.75 (9.45 R\$/Wp). Generally, OPCs have similar buildings, so the PVSs sized for the OPC of Samambaia can be replicated in others OPCs. Simulations of photovoltaic solar generation were made in MATLAB – the library of functions developed by PVPIC and made available by SNL were used in this step. Simulations show that the annual generation is equal to 43,636.0 kWh in the PVS at the outdoor gym, 40,909.3 kWh in the PVS at the sports court and 7,801.8 kWh in the PVS at the administration building. Then, economic analysis was made. Feasibility indicators show that the projects are not yet financially attractive. Sensitivity analysis states that the PVS at the outdoor gym and the PVS at the sports court are economically viable for initial investment costs lower than 6.00 R\$/Wp. The PVS at the gym is also financially attractive if the power distribution company's rate annual readjustment is 4% greater than inflation. An alternative technical-economic analysis is made replacing the original analysis' panels by similar traditional panels. In this case, the new-found initial investment costs are R\$ 162,812.50 (R\$ 5.29/Wp) for the PVS at the gym, R\$ 237,812.50 (8.69 R\$/Wp) for the PVS at the sports court and R\$ 105,500.00 (9.40 R\$/Wp) for the PVS at the administration building. Despite the reduction of the initial investment costs, the PVS at the gym is the only one that has got economically attractive feasibility indicators - NPV is equal to R\$ 17,409.43, payback time equals 19.7 years and IRR is equal to 9.96% pa.

Key words: Photovoltaic Solar Energy, Brasília Solar Program, Economic Analysis

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Declinação solar e sua variação ao longo do ano.....	07
Figura 2.2 – Ângulos da geometria solar.....	08
Figura 2.3 – Massa de ar.....	09
Figura 2.4 – Tipos de irradiância solar.....	11
Figura 2.5 – Irradiação solar diária média no mundo.....	12
Figura 2.6 – Irradiação solar diária média no Brasil.....	12
Figura 2.7 – Irradiação solar diária média no Distrito Federal.....	13
Figura 2.8 – Exemplo de módulos fotovoltaicos com células da primeira (à esquerda), da segunda (ao centro) e da terceira geração (à direita).....	15
Figura 2.9 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.....	15
Figura 2.10 – Curvas IxV e PxV de uma célula fotovoltaica.....	16
Figura 2.11 – Curva IxV de uma célula fotovoltaica para diferentes níveis de irradiância.....	17
Figura 2.12 – Curva IxV de uma célula fotovoltaica para diferentes valores de temperatura.....	18
Figura 2.13 – Curva IxV da associação em série de duas células fotovoltaicas.....	19
Figura 2.14 – Curva IxV da associação em paralelo de duas células fotovoltaicas.....	19
Figura 2.15 – Composição de um módulo fotovoltaico padrão.....	20
Figura 2.16 – Curvas IxV e PxV de um módulo sem sombreamento parcial (à esquerda) e com sombreamento parcial (à direita).....	20
Figura 3.1 – Fluxograma das etapas da análise técnica.....	23
Figura 3.2 – Possíveis classificações dos dados do SONDA após o processo de validação.....	24
Figura 3.3 – Exemplos de instalações comuns nos COPs.....	26
Figura 3.4 – Fluxograma com critérios adotados na escolha dos painéis fotovoltaicos.....	29
Figura 3.5 – Fluxograma resumido da análise financeira.....	33
Figura 4.1 – Exemplo da localização das construções escolhidas para receber os SFVs (COP da Estrutural).....	47
Figura 4.2 – Azimutes das construções de interesse no COP de Samambaia.....	49
Figura 4.3 – Infográfico do COP de Samambaia.....	49
Figura 4.4 – Área importada para o SketchUp com as instalações do COP de Samambaia.....	53
Figura 4.5 – Modelagem 3D do COP de Samambaia.....	54
Figura 4.6 – Vista aérea do COP de Samambaia.....	54
Figura 4.7 – Postes sobre a academia ao ar livre.....	55

Figura 4.8 – Estudo de sombreamento sobre a academia ao ar livre.....	56
Figura 4.9 – Conjunto de mastros do prédio da administração.....	57
Figura 4.10 – Estudo de sombreamento sobre as fachadas do prédio da administração.....	58
Figura 4.11 – Dimensões da cobertura fotovoltaica sobre a academia ao ar livre.....	59
Figura 4.12 – Dimensões da cobertura da quadra poliesportiva.....	60
Figura 4.13 – Dimensões do prédio da administração.....	60
Figura 4.14 – Áreas disponíveis nas fachadas do prédio da administração.....	61
Figura 4.15 – Exemplo de sistema fotovoltaico com painéis semitransparentes.....	62
Figura 4.16 – Exemplo de painel fotovoltaico semitransparente.....	62
Figura 4.17 – Exemplo de sistema fotovoltaico com painéis flexíveis sobre coberturas curvas.....	63
Figura 4.18 – Exemplo de painel fotovoltaico flexível de filme fino (CIGS).....	64
Figura 4.19 – Exemplo de sistema fotovoltaico com painéis de filme fino.....	65
Figura 4.20 – Exemplo de painel fotovoltaico de filme fino (CdTe).....	65
Figura 4.21 – Modelo 3D do SFV da academia ao ar livre.....	67
Figura 4.22 – Modelo 3D do SFV da quadra poliesportiva coberta (visualização dos quatro grupos)..	68
Figura 4.23 – Modelo 3D do SFV da quadra poliesportiva coberta (visualização de painéis de um mesmo grupo).....	68
Figura 4.24 – Subsistemas do SFV do prédio da administração.....	70
Figura 4.25 – Modelo 3D do SFV da administração (Subsistema 2).....	70
Figura 4.26 – Modelo 3D do SFV da administração (Subsistemas 1 e 3).....	71
Figura 4.27 – Arranjo Elétrico do SFV da academia.....	78
Figura 4.28 – Arranjo Elétrico do SFV da quadra poliesportiva.....	78
Figura 4.29 – Arranjo Elétrico do SFV do prédio da administração (Subsistema 1).....	79
Figura 4.30 – Arranjo Elétrico do SFV do prédio da administração (Subsistema 2).....	79
Figura 4.31 – Arranjo Elétrico do SFV do prédio da administração (Subsistema 3).....	79

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 – Evolução da capacidade instalada de geração solar fotovoltaica no mundo.....	04
Gráfico 4.1 – Médias mensais de irradiação global horizontal por dia.....	42
Gráfico 4.2 – Médias mensais de irradiação direta normal por dia.....	42
Gráfico 4.3 – (VPL e Tempo de Retorno) vs Investimento inicial normalizado – SFV da academia....	93
Gráfico 4.4 – TIR vs Investimento inicial normalizado – SFV da academia.....	94
Gráfico 4.5 – (VPL e Tempo de Retorno) vs Investimento inicial normalizado – SFV da quadra.....	94
Gráfico 4.6 – TIR vs Investimento inicial normalizado – SFV da quadra.....	95
Gráfico 4.7 – (VPL e TIR) vs Investimento inicial normalizado – SFV da administração.....	95
Gráfico 4.8 – VPL vs TMA.....	96
Gráfico 4.9 – VPL vs Reajuste da Tarifa de Energia Elétrica.....	97
Gráfico 4.10 – TIR vs Reajuste da Tarifa de Energia Elétrica.....	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Tipos de Irradiância.....	10
Tabela 3.1 – Arquivos do SONDA classificados quanto à aprovação ou não de 80% dos dados de interesse.....	25
Tabela 3.2 – Cálculo estimativo do investimento inicial nos sistemas fotovoltaicos.....	34
Tabela 3.3 – Modelo para elaboração do fluxo de caixa.....	36
Tabela 4.1 – Médias mensais de irradiação - global horizontal e direta normal - por dia no ano de 2011.....	43
Tabela 4.2 – Comparação entre os resultados obtidos e os dados do LABREN para irradiação global horizontal.....	44
Tabela 4.3 – Comparação entre os resultados obtidos e os dados do LABREN para irradiação direta normal.....	44
Tabela 4.4 – Azimutes (γ) das construções de interesse no COP de Samambaia.....	48
Tabela 4.5 – Legenda da Figura 4.3.....	50
Tabela 4.6 – Detalhamento do consumo de energia elétrica no COP de São Sebastião para o período de ponta.....	51
Tabela 4.7 – Detalhamento do consumo de energia elétrica no COP de São Sebastião para o período fora de ponta.....	51
Tabela 4.8 – Estimativa do consumo de energia elétrica no COP de Samambaia para o período de ponta.....	52
Tabela 4.9 – Estimativa do consumo de energia elétrica no COP de Samambaia para o período fora de ponta.....	53
Tabela 4.10 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico da academia ao ar livre.....	63
Tabela 4.11 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico da quadra poliesportiva coberta.....	64
Tabela 4.12 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico do prédio da administração.....	66
Tabela 4.13 – Azimutes (γ) e inclinações (β) dos grupos do SFV da quadra poliesportiva.....	67
Tabela 4.14 – Potências dos inversores para FDI = 0,75 e FDI = 0,85.....	72
Tabela 4.15.a – Especificações técnicas do inversor utilizado no SFV da academia ao ar livre e no SFV da quadra poliesportiva.....	73
Tabela 4.15.b – Especificações técnicas do inversor utilizado no SFV do prédio da administração.....	73
Tabela 4.16 – Resultados do programa “Desemp_arranjo” (SFV da academia).....	77
Tabela 4.17 – Resultados do programa “Desemp_arranjo” (SFV da quadra poliesportiva).....	77
Tabela 4.18 – Resultados do programa “Desemp_arranjo” (SFV da administração).....	77
Tabela 4.19 – Geração fotovoltaica no SFV da academia (valores em [kWh]).....	80

Tabela 4.20 – Geração fotovoltaica no SFV da quadra poliesportiva (valores em [kWh]).....	80
Tabela 4.21 – Geração fotovoltaica no SFV do prédio da administração (valores em [kWh]).....	81
Tabela 4.22 – Energia Específica dos três SFVs propostos (para o período de 1 ano).....	81
Tabela 4.23 – Comparação da geração nas condições (azimute e inclinação) real e ótima.....	82
Tabela 4.24 – Preço médio dos módulos e inversores resultantes da pesquisa de mercado.....	83
Tabela 4.25 – Preço final dos módulos e inversores fotovoltaicos.....	84
Tabela 4.26 – Investimento inicial estimado de cada SFV.....	84
Tabela 4.27 – Parâmetros utilizados na formação do fluxo de caixa.....	85
Tabela 4.28 – Fluxo de caixa do SFV da academia – anos 0 a 8.....	86
Tabela 4.29 – Fluxo de caixa do SFV da academia – anos 9 a 17.....	86
Tabela 4.30 – Fluxo de caixa do SFV da academia – anos 18 a 25.....	87
Tabela 4.31 – Fluxo de caixa do SFV da quadra poliesportiva – anos 0 a 8.....	88
Tabela 4.32 – Fluxo de caixa do SFV da quadra poliesportiva – anos 9 a 17.....	88
Tabela 4.33 – Fluxo de caixa do SFV da quadra poliesportiva – anos 18 a 25.....	89
Tabela 4.34 – Fluxo de caixa do SFV da administração – anos 0 a 8.....	90
Tabela 4.35 – Fluxo de caixa do SFV da administração – anos 9 a 17.....	90
Tabela 4.36 – Fluxo de caixa do SFV da administração – anos 18 a 25.....	91
Tabela 4.37 – Resumos dos indicadores de viabilidade econômica.....	92
Tabela 4.38 – Porcentagem recuperada do investimento.....	93
Tabela 4.39 – Indicadores de viabilidade econômica do SFV da academia e do SFV da quadra poliesportiva para um investimento inicial de R\$ 6,00/Wp.....	96
Tabela 4.40 – Comparação entre o Caso Original e o Caso Alternativo para o SFV da academia.....	99
Tabela 4.41 – Comparação entre o Caso Original e o Caso Alternativo para o SFV da quadra.....	99
Tabela 4.42 – Comparação entre o Caso Original e o Caso Alternativo para o SFV da administração.....	100

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a.a.	Ao ano
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM	<i>Air Mass</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BOS	<i>Balance of System</i>
C	Coulomb
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCST	Centro de Ciência do Sistema Terrestre
CEB	Companhia Energética de Brasília
COP	Centro Olímpico e Paralímpico
CPV	<i>Concentration Photovoltaics</i>
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica
DF	Distrito Federal
DSSC	<i>Dye Sensitized Solar Cell</i>
EE	Energia Específica
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
FV	Fotovoltaico
I	Corrente
IAAC	<i>Inter American Accreditation Cooperation</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
ILAC	<i>International Laboratory Accreditation Cooperation</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NBR	Norma Brasileira
NOVACAP	Companhia Urbanizadora da Nova Capital do Brasil
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NTD	Norma Técnica de Distribuição

OPV	<i>Organic Photovoltaic</i>
O&M	Operação e Manutenção
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica da Aneel
PVPMC	<i>Photovoltaic Performance Modeling Collaborative</i>
SEMA	Secretaria de Meio Ambiente do Distrito Federal
SFAE	Sistema Fotovoltaico Aplicado à Edificação
SFIE	Sistema Fotovoltaico Integrado à Edificação
SFV	Sistema Fotovoltaico
SNL	<i>Sandia National Laboratories</i>
SONDA	Sistema Nacional de Organização de Dados Ambientais
SPMP	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TMY3	<i>Typical Meteorological Year 3</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TLP	Taxa de Longo Prazo
TWh	Terawatt-hora
UTC	<i>Universal Time Coordinated</i>
V	Volt
VPL	Valor Presente Líquido
W	Watt
Wp	Watt-pico

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	01
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	04
2.1. Contexto Mundial.....	04
2.2. Contexto Nacional.....	05
2.2.1. Geração Distribuída.....	05
2.2.2. Resolução nº 482/2012 da Aneel.....	06
2.3. Geometria Sol-Terra.....	07
2.4. Ângulos da Geometria Solar.....	08
2.5. Irradiância e Irradiação.....	08
2.6. O Recurso Solar.....	10
2.6.1. Recurso Solar no Mundo.....	11
2.6.2. Recurso Solar no Brasil.....	12
2.6.3. Recurso Solar no DF.....	13
2.7. Efeito Fotovoltaico.....	13
2.8. Célula Fotovoltaica.....	14
2.8.1. Circuito Equivalente.....	15
2.8.2. Curvas IxV e PxV.....	16
2.8.2.1. Efeito da Irradiância e da Temperatura.....	17
2.8.3. Associação em Série e em Paralelo.....	18
2.9. Módulo Fotovoltaico.....	19
2.9.1. Condições Padrão de Ensaio.....	21
2.10. Inversores Fotovoltaicos.....	21
3. MATERIAIS E MÉTODOS.....	22
3.1. Método.....	22
3.1.1. Análise Técnica.....	22
3.1.1.1. Avaliação do Recurso Solar.....	22
3.1.1.2. Escolha dos Projetos Fotovoltaicos.....	25
3.1.1.3. Escolha do COP.....	27
3.1.1.4. Estimativa do Consumo de Energia Elétrica.....	27
3.1.1.5. Modelagem 3D e Estudo de Sombreamento.....	27
3.1.1.6. Avaliação da Área Disponível.....	28

3.1.1.7. Escolha do Painel Fotovoltaico.....	28
3.1.1.8. Quantidade e Disposição Física dos Painéis.....	30
3.1.1.9. Escolha do Inversor Fotovoltaico.....	30
3.1.1.10. Estimativa das Perdas.....	30
3.1.1.11. Arranjo Elétrico.....	31
3.1.1.12. Geração de Energia pelos Sistemas Fotovoltaicos.....	32
3.1.2. Análise Financeira.....	32
3.1.2.1. Pesquisa de Preços.....	32
3.1.2.2. Investimento Inicial.....	34
3.1.2.3. Fluxo de Caixa.....	35
3.1.2.4. Indicadores de Viabilidade Financeira.....	37
3.1.2.5. Análise de Sensibilidade.....	38
3.2. Materiais.....	39
3.2.1. MATLAB.....	39
3.2.2. Sketch Up.....	39
3.2.3. Lucid Chart.....	39
3.2.4. Microsoft Excel.....	40
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	41
4.1. Projeto Técnico.....	41
4.1.1. Avaliação do Recurso Solar.....	41
4.1.2. Escolha dos Projetos Fotovoltaicos.....	45
4.1.3. Escolha do COP.....	48
4.1.4. Estimativa do Consumo de Energia Elétrica.....	50
4.1.5. Modelagem 3D.....	53
4.1.6. Estudo de Sombreamento.....	55
4.1.7. Avaliação da Área Disponível.....	59
4.1.8. Escolha do Painel Fotovoltaico.....	61
4.1.9. Quantidade e Disposição Física dos Painéis.....	66
4.1.10. Escolha do Inversor Fotovoltaico.....	71
4.1.11. Estimativa das Perdas.....	74
4.1.12. Arranjo Elétrico.....	76
4.1.13. Geração de Energia pelos Sistemas Fotovoltaicos.....	80
4.2. Análise Financeira.....	83
4.2.1. Pesquisa de Preços	83

4.2.2. Investimento Inicial.....	84
4.2.3. Fluxo de Caixa e Indicadores de Viabilidade Financeira.....	85
4.2.4. Análise de Sensibilidade.....	93
4.2.5 Análise Financeira com Painéis Tradicionais.....	98
5. CONCLUSÃO.....	101
BIBLIOGRAFIA.....	104
A – APÊNDICE.....	108
A.I. Os Centros Olímpicos e Paralímpicos.....	109
A.II Adequação dos Dados para a Avaliação do Recurso Solar.....	116
A.III Modelagem da Cobertura Fotovoltaica.....	120
A.IV Parâmetros dos Módulos e Inversores Fotovoltaicos Utilizados pelo Modelo do PVPMC.....	121
A.V Especificações Técnicas dos Painéis Alternativos.....	125
A.VI Funções Desenvolvidas no MATLAB.....	127
B – ANEXO	131
B.I Resultados da Validação dos Dados do SONDA.....	132

1. INTRODUÇÃO

A tecnologia solar fotovoltaica é uma fonte de energia renovável e limpa. O uso dessa fonte tem aumentado consideravelmente nos últimos anos, acompanhando o crescimento do interesse e da necessidade dos países em adotar práticas ecologicamente sustentáveis.

A energia solar fotovoltaica, quando inserida em um país, traz benefícios nas mais variadas esferas. Além de ser uma fonte de energia confiável e acessível a todos, ela reduz a emissão dos gases causadores do efeito estufa e diversifica a matriz energética, tornando o fornecimento de energia resiliente às mudanças climáticas.

No Brasil, o incentivo ao uso da energia fotovoltaica é recente. Somente em 2012, com a publicação da REN nº 482/2012 da Aneel, foi estabelecido o sistema de compensação de energia para geração distribuída utilizando a fonte solar. Esse sistema permite que um consumidor tenha a sua própria geração, utilize-a para autoconsumo e exporte o excedente para a rede. Nesse caso, ele é recompensado com um crédito de energia, que pode ser usado para abater o consumo em contas de energia elétrica no futuro.

No Distrito Federal, foi criado em 2016 o Programa Brasília Solar, por meio do Decreto nº 37.717/2016. O programa surgiu com o intuito de promover o uso da energia solar na região, fruto de debates promovidos por órgãos públicos, organizações da sociedade civil, empresas privadas e institutos associados, que discutiram o aproveitamento do potencial solar e a inserção da energia fotovoltaica na realidade do Distrito Federal [SEMA, 2016].

O artigo 4º do Decreto que criou o programa diz que “ficam os órgãos e entidades do Distrito Federal autorizados a utilizar prédios públicos para instalação de sistemas de geração de energia fotovoltaica, diretamente ou por meio de parcerias, como forma de promover a adoção dessa tecnologia e gerar energia para o consumo próprio”, texto cujo conteúdo norteou a elaboração deste trabalho, em que é abordada a implantação de projetos-vitrine de sistemas fotovoltaicos nos Centros Olímpicos e Paralímpicos do Distrito Federal.

O programa Centros Olímpicos e Paralímpicos é de responsabilidade da Secretaria de Estado do Esporte, Lazer e Turismo do DF e tem como finalidade promover o desenvolvimento humano e a melhoria da qualidade de vida nas comunidades em que estão inseridos, por meio da promoção do bem-estar, da inclusão social e do desenvolvimento de valores como solidariedade, perseverança, autoestima e pensamento crítico.

As atividades são abertas a toda comunidade, porém, o público-alvo é formado por idosos, pessoas portadoras de necessidades especiais e, principalmente, crianças e adolescentes. Além das modalidades esportivas, alguns COPs oferecem frequentemente cursos de formação e realizam eventos recreativos e culturais.

O número de pessoas inscritas em cada COP varia de acordo com a oferta de vagas nas modalidades esportivas. Segundo o Governo de Brasília, 38 mil alunos estavam matriculados em 11 COPs diferentes no final de 2017. Nesse mesmo ano, os números do governo mostram que mais de 630 mil pessoas foram atendidas pelo programa.

A inserção da geração solar nesses espaços como forma de promover a tecnologia fotovoltaica tem grandes chances de alcançar resultados satisfatórios, pois as crianças e adolescentes que frequentam os COPs cresceriam tendo a energia solar fotovoltaica como uma realidade não distante, enxergando-a não só como a energia do futuro, mas principalmente, como a energia do presente. Existe ainda todo um público formado pelos demais matriculados nos COPs, pais de alunos, funcionários e comunidade vizinha que diariamente notariam a presença dos sistemas fotovoltaicos.

Cabe dizer também que os COPs estão localizados em regiões distantes do centro administrativo do Distrito Federal¹, onde o poder aquisitivo da população é menor. A instalação de sistemas fotovoltaicos nesses locais talvez represente o primeiro contato dessas comunidades com um gerador solar.

Dito isso, o objetivo geral deste trabalho é realizar projetos de geradores solares que possam funcionar como vitrines, isto é, que sejam capazes de reter a atenção das pessoas que estejam por perto e despertar nelas o interesse pela tecnologia fotovoltaica. Nesse sentido, é necessário que os geradores fotovoltaicos estejam facilmente visíveis a todos e que, se possível, sejam visualmente agradáveis.

Mais precisamente, o objetivo específico do trabalho é realizar uma análise técnico-econômica de projetos de sistemas fotovoltaicos demonstrativos para um COP do Distrito Federal. Se possível, eles devem utilizar os painéis fotovoltaicos como elementos construtivos das edificações, com o cuidado necessário para que esta escolha resulte em uma pequena redução na produção de energia. Outra característica que os sistemas demonstrativos devem ter é replicabilidade, isto é, o gerador fotovoltaico dimensionado para um COP também poderá ser empregado nos demais COPs.

Quanto à estruturação, o trabalho foi dividido em cinco capítulos, visando facilitar a leitura e a compreensão do texto como um todo. Ao final, são apresentados os apêndices e o anexo, com informações adicionais para complementar o entendimento do leitor.

¹ Informações adicionais sobre os COPs, como identificação, localização e mapa são apresentadas no Apêndice I

O segundo capítulo, o da revisão bibliográfica, mostra o cenário atual do uso de geradores solares no Brasil e no mundo, e aborda os conceitos relacionados ao aproveitamento da energia solar e à tecnologia fotovoltaica, necessários para uma melhor compreensão do texto.

No capítulo 3 são apresentados os materiais e métodos empregados na obtenção dos resultados. Ele versa sobre os critérios adotados e as considerações feitas no desenvolvimento do trabalho. O capítulo também traz as ferramentas computacionais utilizadas e como os dados necessários foram obtidos.

O capítulo 4 trata dos resultados alcançados, com base na metodologia apresentada no capítulo anterior. É o capítulo mais importante e mais extenso do texto, pois os resultados obtidos não só são apresentados, mas também discutidos. Além disso, são utilizadas figuras e tabelas sempre que possível, para facilitar o entendimento por parte do leitor.

Por fim, o capítulo 5 é a conclusão, onde são feitos um resumo dos principais resultados e alguns comentários. Temas para futuros estudos relacionados ao conteúdo abordado neste trabalho são sugeridos ao final do texto.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

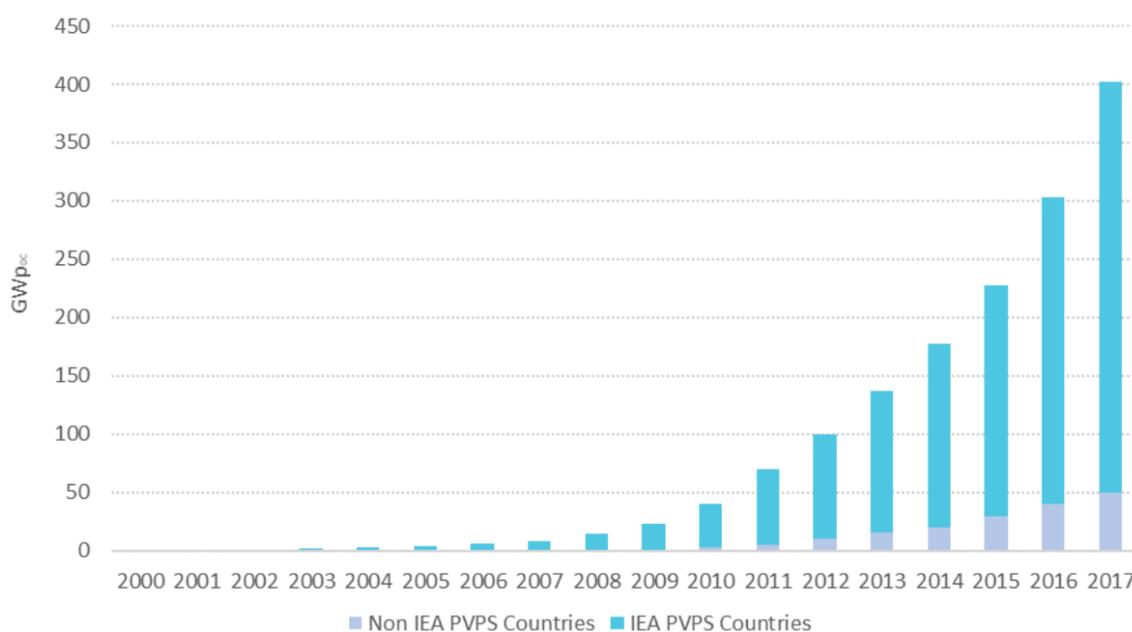
Neste capítulo são apresentados os conceitos relevantes para a compreensão do trabalho, relacionados ao recurso solar e à tecnologia fotovoltaica. Também é exibido o panorama atual da energia solar no Brasil e no mundo.

2.1. CONTEXTO MUNDIAL

A potência instalada de geração solar fotovoltaica vem crescendo significativamente desde 2003. Somente em 2017 foi instalada a quantidade recorde de 98 GWp, um aumento de 29% em relação ao ano anterior [IEA, 2017, p. 5].

A capacidade instalada total tem evoluído quase que exponencialmente ao longo dos últimos anos, como pode ser visto no Gráfico 2.1. Ao final de 2017, ela já somava 402,5 GWp, 7.000% a mais do que a capacidade instalada total em 2006, por exemplo. No mesmo ano, a energia produzida por sistemas fotovoltaicos foi igual a 500 TWh (500 bilhões de kWh), o que representou 2% da demanda de eletricidade do planeta [IEA, 2017, p.14].

Gráfico 2.1 – Evolução da capacidade instalada de geração solar fotovoltaica no mundo



Fonte: (IEA, 2017, p. 6)(modificado)

O crescimento recente tem sido impulsionado pelos países asiáticos, principalmente pela China. Mais que 80% da produção de painéis fotovoltaicos é feita na Ásia [FRAUNHOFER, 2018, p. 5], fato que reduz o custo dos sistemas fotovoltaicos no continente, justificando o crescimento desse mercado na região.

Quanto à geração fotovoltaica, os países europeus eram os líderes absolutos em capacidade instalada no início da década, principalmente em razão dos atrativos incentivos oferecidos pelos governos aos consumidores. Nos últimos anos, o impacto na economia fez com que países como a Alemanha e Espanha revisassem esses incentivos [NASCIMENTO, 2017, p. 13] e o crescimento anual da potência instalada no continente tem desacelerado.

Atualmente o continente com maior capacidade instalada de geração fotovoltaica é a Ásia, com mais da metade da potência instalada no mundo, seguida pela Europa e pela América, nessa ordem. Restringindo a análise a países, a China lidera com 131 GWp instalados, seguida pelos Estados Unidos (51 GWp), Japão (49 GWp), Alemanha (42 GWp) e Itália (19,7 GWp) [IEA, 2017, p.10].

2.2. CONTEXTO NACIONAL

Assim como nos demais países, a potência instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil tem crescido substancialmente nos últimos anos, principalmente com a o advento na Resolução Normativa nº 482/2012 da Aneel.

Em 2017, o Brasil aumentou a capacidade instalada de geração fotovoltaica em 0,9 GW e, no mesmo ano, figurou pela primeira vez entre os dez países que mais aumentaram sua potência instalada [IEA, 2017, p. 10].

Tratando-se de geração solar fotovoltaica, em março de 2018 o Brasil atingiu a marca de 1355 MWp instalados – destes, 226 MWp são referentes à geração distribuída –, segundo dados do Governo Federal. Para fins de comparação, em março de 2017 a potência instalada era de 94 MWp (69 MWp em geração distribuída). Apesar desses números, a capacidade instalada de geração fotovoltaica no país ainda corresponde a menos que 1% do total do sistema elétrico brasileiro [MME, 2018, p. 18].

Essa participação na matriz energética brasileira, que vem crescendo nos últimos anos, ainda é pequena considerando o potencial da energia solar fotovoltaica no Brasil. Isso pode ser explicado pelo tardio incentivo à energia solar no país, somado ao fato de que a matriz energética brasileira já é predominantemente renovável, com destaque para a energia hidráulica, o que de certa forma diminuiu o apoio a políticas que estimulassem a energia solar fotovoltaica.

2.2.1. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O Decreto nº 5.163 de 2004 oficializou o conceito de geração distribuída no Brasil, definindo-a como: “a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados [...], conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador”.

Isso significa que o consumidor pode gerar energia elétrica em sua propriedade, utilizá-la para o seu próprio consumo e ainda exportar um eventual excedente para o sistema de distribuição.

Na geração distribuída, a produção de energia elétrica ocorre próxima ao local onde ela é consumida, reduzindo a necessidade de investimento na expansão dos sistemas de transmissão e distribuição. O baixo impacto ambiental, a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada e a diversificação da matriz energética são outros exemplos de vantagens da geração distribuída.

Por outro lado, as desvantagens ficam por conta do aumento da complexidade de operação da rede, da dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico e da necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes [ANEEL, 2016, p. 7].

2.2.2. RESOLUÇÃO Nº 482 DE 2012 DA ANEEL

A publicação da REN nº 482/2012 da Aneel - que posteriormente foi revisada pelas resoluções REN 517/2012, REN 687/2015 e REN 786/2017 - foi um importante marco para o aumento da capacidade instalada de geração distribuída e expansão do uso de fontes alternativas de energia, como a solar e a eólica, no Brasil. Ela estabeleceu os conceitos de micro e minigeração distribuída, e regulamentou o sistema de compensação de energia elétrica no Brasil [FRONTIN, 2017, p. 184].

Tanto a micro quanto a minigeração distribuída são definidas como a produção de energia elétrica por centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [ANEEL, 2016, p. 9]. A diferença é que na microgeração distribuída a potência instalada da central geradora deve ser igual ou inferior a 75 kW; na minigeração distribuída, ela deve ser superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

O sistema de compensação de energia estabelecido pela REN 482/2012 determina que, no caso de micro ou minigeração distribuída, a energia excedente gerada pela unidade consumidora seja injetada na rede da distribuidora e armazenada para posterior uso pelo consumidor.

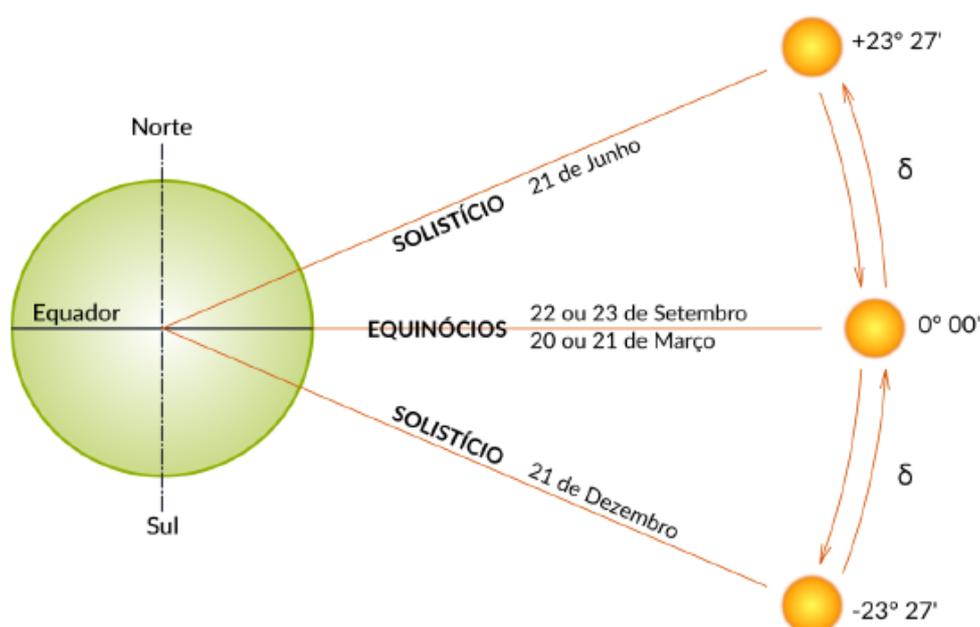
Nos meses em que o saldo entre a energia injetada e a energia consumida da rede for positivo, o consumidor deve receber um crédito em energia, que pode ser usado para abater o consumo em outro posto tarifário ou na fatura dos meses subsequentes - os créditos de energia têm validade de 60 meses [ANEEL, 2016, p. 15].

2.3. GEOMETRIA SOL-TERRA

O movimento de translação da Terra em torno do Sol se dá sobre uma trajetória elíptica, de pequena excentricidade. O eixo de rotação da Terra está inclinado em $23,45^\circ$ em relação ao plano da trajetória da translação. Isso explica a ocorrência das quatro estações durante o ano.

Considerando que a Terra está parada e estudando o movimento aparente do Sol, observa-se que o ângulo entre os raios solares e o plano do Equador varia entre $+23,45^\circ$ no dia 21 de junho e $-23,45^\circ$ no dia 21 de dezembro (solstícios de inverno e verão no hemisfério sul, respectivamente). Esse ângulo é chamado de declinação solar (δ). Nos equinócios de outono e primavera, o valor da declinação solar é igual a 0° [CRESESB, 2014, p. 69]. O conceito de declinação solar é ilustrado abaixo na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Declinação solar e sua variação ao longo do ano



Fonte: (LABREN-CCST-INPE, 2017, p. 17)

Note que um observador situado abaixo da linha do Equador “enxerga” o Sol ao norte durante a maior parte do ano. Por isso, é recomendável que as superfícies de um sistema fotovoltaico instalado no hemisfério sul estejam direcionadas para o norte, para maximizar o aproveitamento dos raios solares durante o ano.

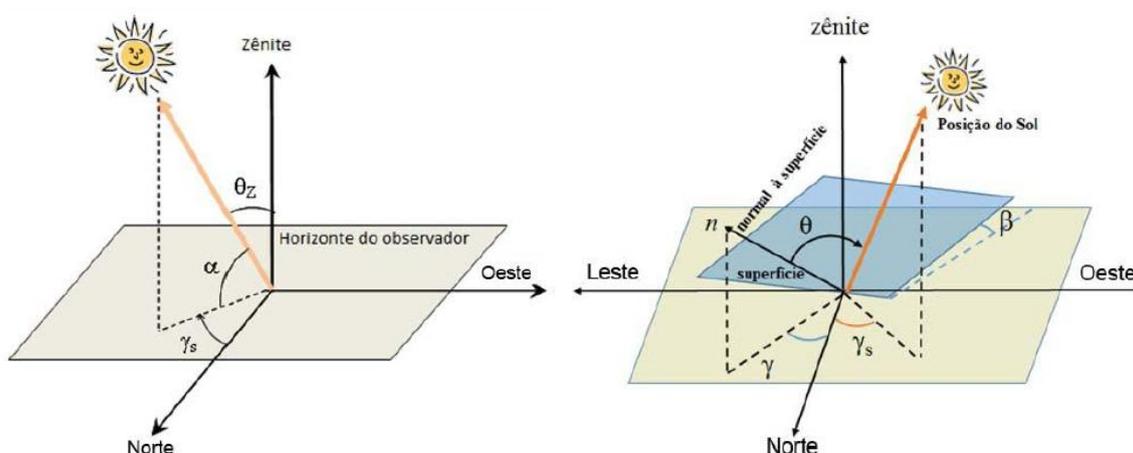
Além disso, os módulos são mais eficazes quando estão perpendiculares aos raios do Sol [BALFOUR, 2016, p. 84]. Assim, é aconselhável que os módulos fotovoltaicos estejam inclinados em relação ao solo, de modo que o ângulo entre os raios solares e a superfície dos painéis seja o mais próximo possível de 90° durante a maior parte do ano. Uma aproximação utilizada é considerar a latitude do local como o ângulo ótimo de inclinação dos módulos.

2.4. ÂNGULOS DA GEOMETRIA SOLAR

Os ângulos da geometria solar, exibidos na Figura 2.2, são utilizados para descrever a posição relativa do Sol na esfera terrestre e como os raios solares chegam a uma superfície qualquer na Terra. São eles:

- *Ângulo Zenital (θ_Z):* é o ângulo formado entre os raios solares e o zênite (vertical local);
- *Altura Solar (α):* é o ângulo formado entre os raios solares e a projeção destes sobre o plano horizontal; é o complemento do ângulo zenital (θ_Z);
- *Ângulo Azimutal do Sol (γ_s):* é o ângulo formado entre a projeção dos raios solares sobre o plano horizontal e a direção norte-sul; é contado a partir da direção norte e, por convenção, é positivo caso a projeção se encontre à direita da direção norte-sul e negativo caso contrário;
- *Ângulo Azimutal da Superfície – Azimute (γ):* é o ângulo formado entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção norte-sul; segue a mesma convenção adotada para o ângulo azimutal do Sol;
- *Inclinação da Superfície (β):* é o ângulo formado entre o plano da superfície e o plano horizontal;
- *Ângulo de Incidência (θ):* é o ângulo formado entre os raios solares e a normal à superfície [CRESESB, 2014, p. 72].

Figura 2.2 – Ângulos da geometria solar



Fonte: (CRESESB, 2014, p. 73)

2.5. IRRADIÂNCIA E IRRADIAÇÃO

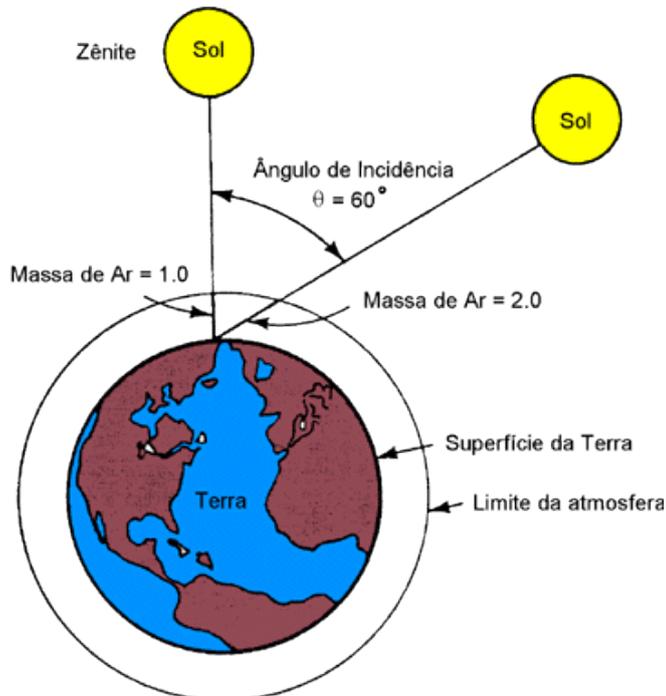
A densidade de potência da radiação solar sobre determinada superfície, dada em $[W/m^2]$, é chamada de irradiância. A integral da irradiância no tempo é chamada de irradiação e é dada em $[Wh/m^2]$. Quanto maior a irradiação incidente na superfície de um painel fotovoltaico, maior a energia elétrica gerada por ele.

A irradiância solar é formada basicamente por duas componentes: a primeira é a direta, que engloba a radiação que incide sobre uma superfície sem ter sido absorvida ou espalhada na atmosfera; a segunda é a difusa, composta por toda a radiação proveniente das demais direções, decorrentes do espalhamento na atmosfera [LABREN-CCST-INPE, 2017, p. 19]. No caso de uma superfície inclinada, deve-se considerar ainda uma terceira componente, que corresponde a toda radiação incidente que foi refletida pelo ambiente ao redor. O coeficiente de reflexão do ambiente é chamado de albedo [CRESESB, 2014, p. 77].

A interação da radiação solar com a atmosfera é contabilizada pelo conceito de massa de ar. A massa de ar (AM) pode ser interpretada como o comprimento relativo da atmosfera, que a radiação solar direta percorre até atingir a superfície terrestre [CRESESB, 2014, p. 79], como exemplificado na Figura 2.3. Em uma aproximação simples, a massa de ar pode ser calculada como o inverso do cosseno do ângulo zenital – modelos mais completos também utilizam a pressão atmosférica para determinar a massa de ar.

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z)}$$

Figura 2.3 – Massa de ar



Fonte: CRESESB – Radiação Solar a Nível do Solo. Disponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=301>.

Acesso em: 05 jun 2018

A Tabela 2.1 apresenta a terminologia adotada para classificar a irradiância em função da superfície considerada e de como os raios solares chegam a essa superfície [LABREN-CCST-INPE, 2017, p. 19].

Tabela 2.1 – Tipos de Irradiância

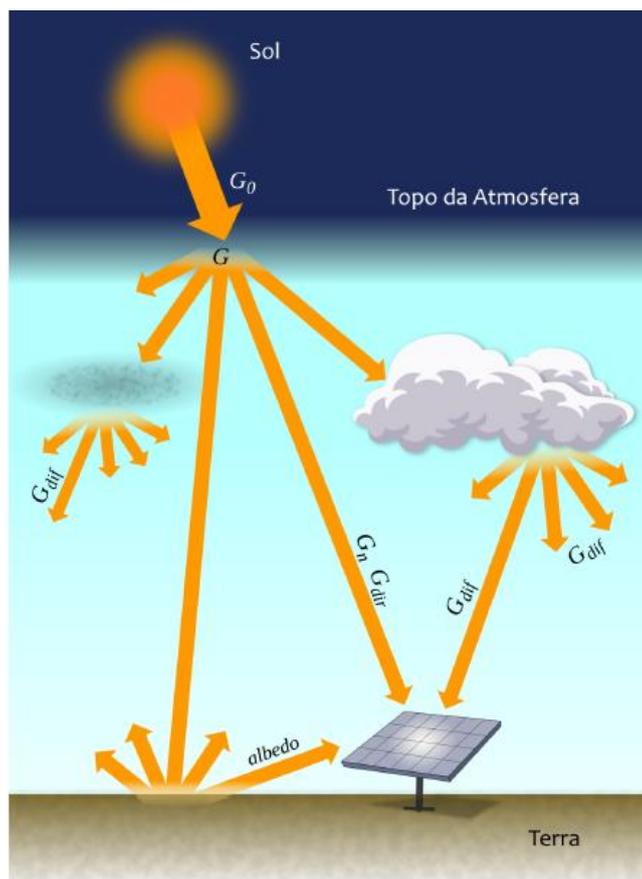
TIPO DE IRRADIÂNCIA	DEFINIÇÃO	INTEGRAL NO TEMPO
<i>Extraterrestre (G_0)</i>	Taxa de potência por unidade de área em um plano horizontal imaginário no topo da atmosfera terrestre.	Irradiação Extraterrestre (H_0)
<i>Direta Normal (G_N)</i>	Taxa de potência por unidade de área que provém diretamente do Sol e que incide perpendicularmente à superfície.	Irradiação Direta Normal (H_N)
<i>Difusa Horizontal (G_{DIF})</i>	Taxa de potência por unidade de área que incide em uma superfície horizontal, decorrente do espalhamento do feixe solar direto pelos constituintes atmosféricos (nuvens, moléculas, etc.).	Irradiação Difusa Horizontal (H_{DIF})
<i>Direta Horizontal (G_{DIR})</i>	Taxa de potência por unidade de área do feixe solar direto sobre uma superfície horizontal; é determinada pelo produto entre a irradiância direta normal (G_N) e o cosseno do ângulo zenital (θ_z).	Irradiação Direta Horizontal (H_{DIR})
<i>Global Horizontal (G)</i>	Potência total por unidade de área que incide sobre uma superfície horizontal; é determinada pela soma da irradiância difusa horizontal (G_{DIF}) e da irradiância direta horizontal (G_{DIR}).	Irradiação Global Horizontal (H)
<i>no Plano Inclinado (G_I)</i>	Taxa de potência por unidade de área sobre um plano com inclinação, em relação à superfície da Terra, igual à latitude do local.	Irradiação no Plano Inclinado (H_I)

Os tipos de irradiância apresentados na Tabela 2.1 são exemplificados na Figura 2.4.

2.6. O RECURSO SOLAR

A densidade média anual do fluxo energético proveniente da radiação solar que chega à atmosfera terrestre é de 1.367 W/m². Tomando a área da projeção da Terra, a potência total disponibilizada pelo Sol no topo da atmosfera é de aproximadamente 174 mil TW. Desse total, cerca de 94 mil TW atingem a superfície terrestre - o restante é absorvido ou refletido pela atmosfera [CRESESB, 2014, p. 76].

Figura 2.4 – Tipos de irradiância solar



Fonte: (LABREN-CCST-INPE, 2017, p. 19)

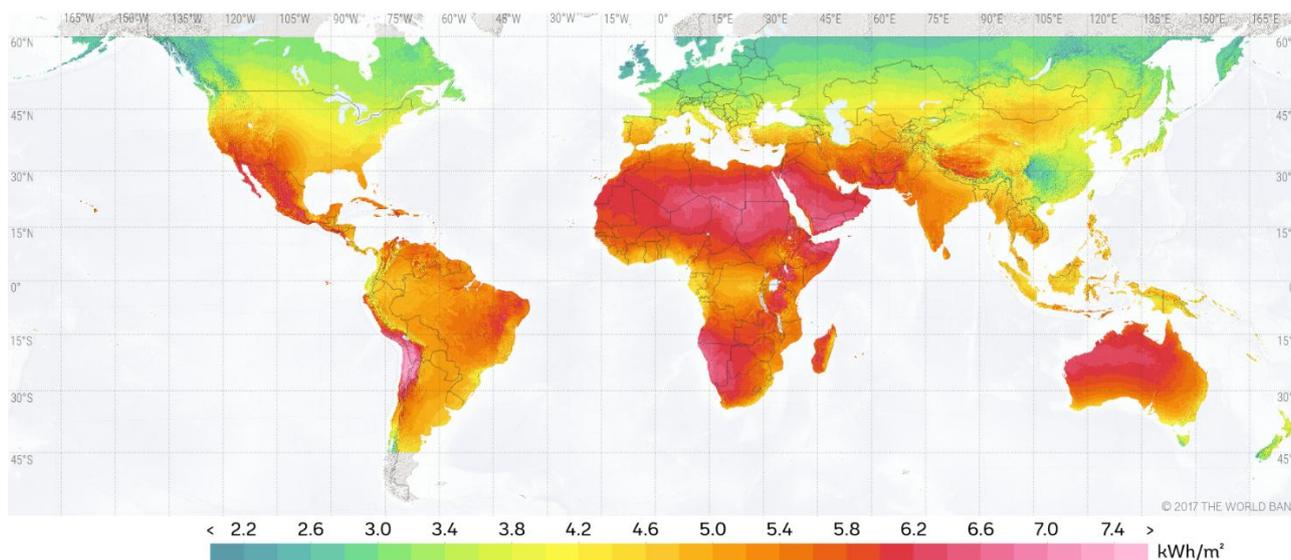
2.6.1. RECURSO SOLAR NO MUNDO

A Figura 2.5 mostra a distribuição média anual da irradiação solar diária em todo o planeta. Para ter um bom desempenho, um projeto de sistema fotovoltaico requer uma irradiação solar diária mínima de 3 kWh/m².dia [CRESESB, 2014, p. 81].

Observa-se da Figura 2.5 que a maioria dos países tem potencial para a instalação de sistemas fotovoltaicos, sob esse aspecto. Naturalmente, os países localizados na zona tropical têm maior incidência de luz solar e por isso recebem, em média, mais irradiação.

Nota-se também que o Brasil, assim como os demais países da América do Sul, tem melhor recurso solar do que países como Alemanha, Itália e Japão, onde a tecnologia fotovoltaica recebeu mais investimentos e está mais consolidada.

Figura 2.5 – Irradiação solar diária média no mundo



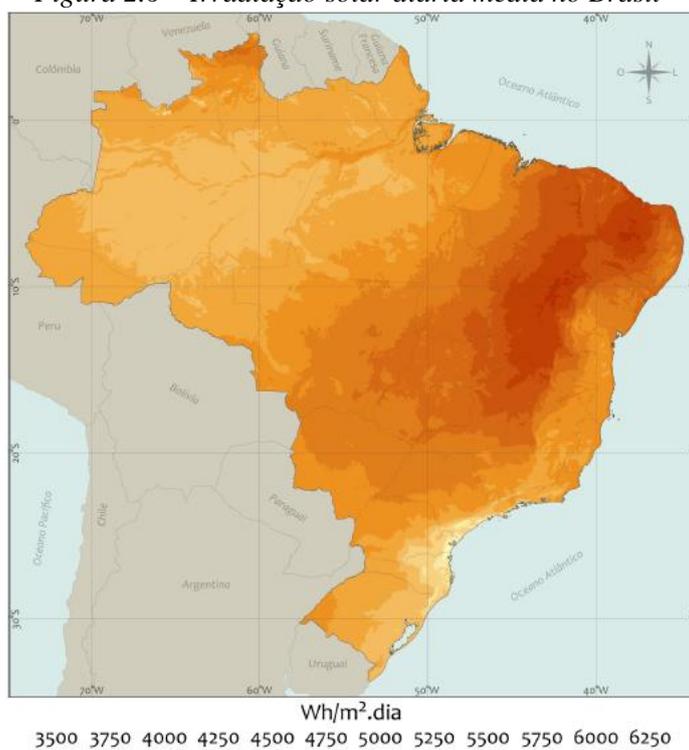
Fonte: Solargis – Solar Resource Maps of World – Global Horizontal Irradiation.

Disponível em: <<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>>. Acesso em: 5 jun 2018.(modificado)

2.6.2 RECURSO SOLAR NO BRASIL

A irradiação média diária observada no Brasil mostra que quase todo o território brasileiro apresenta ótimo potencial para aproveitamento da energia solar fotovoltaica, como mostra a Figura 2.6. A média de irradiação diária no território nacional é de aproximadamente 5 kWh/m².dia. Entretanto, há regiões no Nordeste em que esse valor ultrapassa 6 kWh/m².dia.

Figura 2.6 – Irradiação solar diária média no Brasil



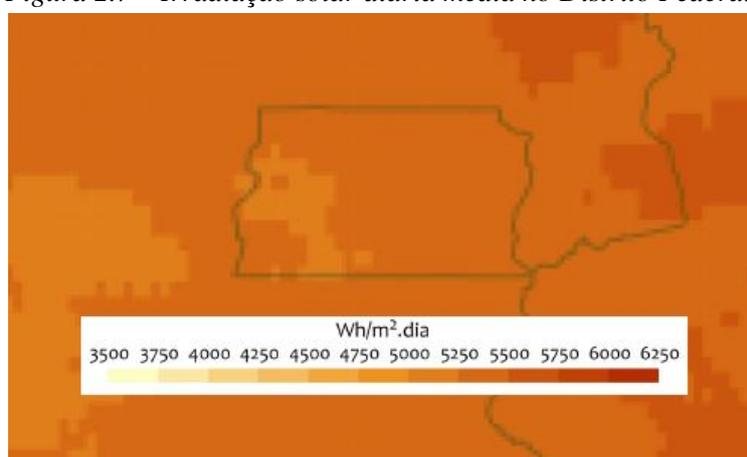
Fonte: (LABREN-CCST-INPE, 2017, p. 36)(modificado)

2.6.3 RECURSO SOLAR NO DF

Conforme Figura 2.7, O Distrito Federal está entre as unidades da federação mais privilegiadas quanto ao recurso solar, tendo uma irradiação diária média variando entre 5,0 kWh/m².dia e 5,5 kWh/m².dia. Isso já credencia o DF como uma região na qual deve se investir na energia solar.

Soma-se a isso o fato de que os índices de nebulosidade e pluviometria são baixos no Distrito Federal. A temperatura média também é relativamente baixa, quando comparada às temperaturas registradas no Nordeste, por exemplo. Juntos, esses fatores fazem da energia solar uma excelente opção para o Distrito Federal.

Figura 2.7 – Irradiação solar diária média no Distrito Federal



Fonte: (LABREN-CCST-INPE, 2017, p. 36)(modificado)

2.7. EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico é a conversão da energia contida na radiação luminosa em energia elétrica. Foi observado pela primeira vez em 1839, pelo físico francês Edmond Becquerel. Tal efeito ocorre em certos materiais semicondutores, como o silício, nos quais a energia luminosa incidente é suficiente para quebrar a ligação química entre suas moléculas e liberar as cargas elétricas para realizar trabalho.

Os materiais utilizados nos dispositivos de conversão solar fotovoltaica são escolhidos considerando a correspondência entre suas características de absorção e o espectro da radiação solar, o custo de fabricação e os impactos ambientais resultantes da deposição desse material.

Os semicondutores mais utilizados pela indústria fotovoltaica são: o silício (Si), o arseneto de gálio (GaAs), o disseleneto de cobre e índio (CuInSe₂), o disseleneto de cobre, gálio e índio (CuInGaSe₂) e o telureto de cádmio (CdTe) [ZILLES, 2012, p. 13].

2.8. CÉLULA FOTOVOLTAICA

A célula fotovoltaica é a unidade mais básica de um sistema fotovoltaico. É formada por um material semicondutor e é nela que ocorre o efeito fotovoltaico. As células fotovoltaicas podem ser classificadas em três gerações, de acordo com a tecnologia empregada na produção desses dispositivos.

Na primeira geração estão incluídas as células de silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si). Essa geração tem a melhor eficiência comercialmente disponível e, por ser a primeira a ser desenvolvida, é a mais consolidada no mercado. Por essas razões, as células de silício cristalino são, com folga, as mais comercializadas e utilizadas em sistemas fotovoltaicos – o silício cristalino foi utilizado em 94% dos módulos fotovoltaicos produzidos em 2016.

O que difere uma célula monocristalina de uma célula policristalina é o processo de fabricação, que faz com que a primeira célula tenha uma distribuição molecular homogênea, sendo formada por uma única estrutura cristalina, enquanto que a segunda, com distribuição molecular heterogênea, é formada por algumas pequenas estruturas cristalinas.

O processo de fabricação da célula monocristalina é mais complexo, portanto o custo final dessa célula é maior. Entretanto, a distribuição molecular homogênea faz com que a conversão fotovoltaica no silício monocristalino seja mais eficiente do que no silício policristalino.

A segunda geração, a dos chamados filmes finos, é composta pelas células de silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIS ou CIGS, respectivamente) e telureto de cádmio (CdTe).

As células dessa geração são, em geral, menos eficientes e mais propícias à degradação do que as células da primeira geração. Quanto aos materiais utilizados, frequentemente são empregados elementos com baixa disponibilidade no mercado ou ainda elementos tóxicos, como o cádmio, o que reduz a competitividade das células de filme fino frente às células de silício cristalino.

Apesar disso, as células da segunda geração apresentam algumas vantagens, como o aspecto estético mais agradável e a possibilidade de construção de células fotovoltaicas flexíveis, por exemplo. Além disso, as células de filme fino têm melhor desempenho em condições de baixa luminosidade e são menos sensíveis à variação da temperatura e ao sombreamento.

A terceira geração, ainda em desenvolvimento, tem produção bastante reduzida e preço ainda não competitivo. Fazem parte dessa geração as células fotovoltaicas multijunção e células fotovoltaicas para concentração (CPV), as células sensibilizadas por corante (DSSC) e as células orgânicas (OPV) [CRESESB, 2014, p. 51]. Imagens de painéis fotovoltaicos fabricados com as células de cada geração são mostradas na Figura 2.8.

Figura 2.8 – Exemplo de módulos fotovoltaicos com células da primeira (à esquerda), da segunda (ao centro) e da terceira geração (à direita)

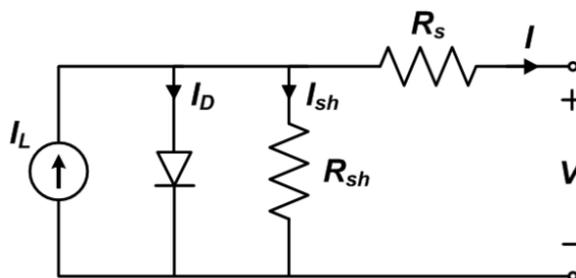


Fonte: Portal Solar – Tipos de Painel Solar Fotovoltaico. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>. Acesso em: 04 jun 2018.

2.8.1. CIRCUITO EQUIVALENTE

Devido às características de construção, uma célula fotovoltaica pode ser idealmente modelada como uma fonte de corrente I_L , que é a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico, em paralelo com um diodo semicondutor. O modelo mais completo tem ainda uma resistência R_S em série e uma resistência R_{SH} em paralelo, conforme ilustrado na Figura 2.9.

Figura 2.9 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica



Fonte: PVPMC – Single Diode Equivalent Circuit Models. Disponível em: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-iv/diode-equivalent-circuit-models/>. Acesso em: 30 mai 2018.

Com base no circuito mostrado na Figura 2.10, a corrente I de uma célula fotovoltaica pode ser calculada como:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{SH}}$$

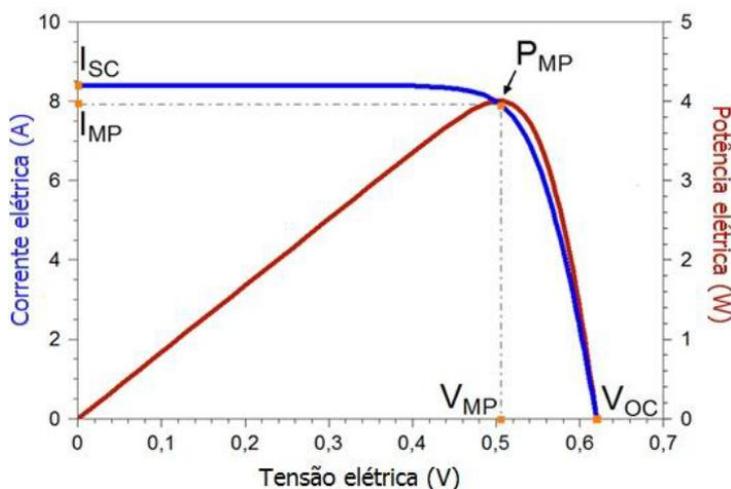
Em que:

- I_L : corrente fotogerada, dada em [A];
- I_0 : corrente de saturação reversa do diodo, dada em [A];
- q : carga do elétron = $1,6 \times 10^{-19}$ C;
- V : tensão na célula fotovoltaica, dada em [V];
- R_S : resistência em série, dada em [Ω];
- R_{SH} : resistência em paralelo, dada em [Ω];
- n : fator de idealidade de diodo (adimensional);
- k : constante de Boltzmann = $1,38 \times 10^{-23}$ J/K;
- T : temperatura absoluta, dada em [K].

2.8.2. CURVAS IxV E PxV

As curvas da corrente I e da potência P de uma célula fotovoltaica em função da tensão V entre seus terminais ($I \times V$ e $P \times V$, respectivamente) são mostradas na Figura 2.10.

Figura 2.10 – Curvas $I \times V$ e $P \times V$ de uma célula fotovoltaica



Fonte: (CRESESB, 2014, p. 120)

A Figura 2.10 ilustra cinco parâmetros elétricos que caracterizam uma célula fotovoltaica:

- *Tensão de circuito aberto* (V_{OC}): é a máxima tensão que uma célula fotovoltaica consegue gerar entre seus terminais, quando não há corrente elétrica circulando.
- *Corrente de curto-circuito* (I_{SC}): é a máxima corrente que se pode obter de uma célula fotovoltaica, quando a tensão entre seus terminais é nula.
- *Ponto de máxima potência* (P_{MP}): é a máxima potência de saída da célula fotovoltaica.
- *Tensão de máxima potência* (V_{MP}): é a tensão para a qual a potência de saída é máxima.
- *Corrente de máxima potência* (I_{MP}): é a corrente para a qual a potência de saída é máxima.

O sexto parâmetro elétrico de uma célula fotovoltaica, que não pode ser obtido diretamente das curvas $I \times V$ e $P \times V$, é a eficiência. A eficiência de uma célula fotovoltaica (η) mede a efetividade da conversão de potência solar em potência elétrica [CRESESB, 2014, p. 120]. Ela pode ser calculada como:

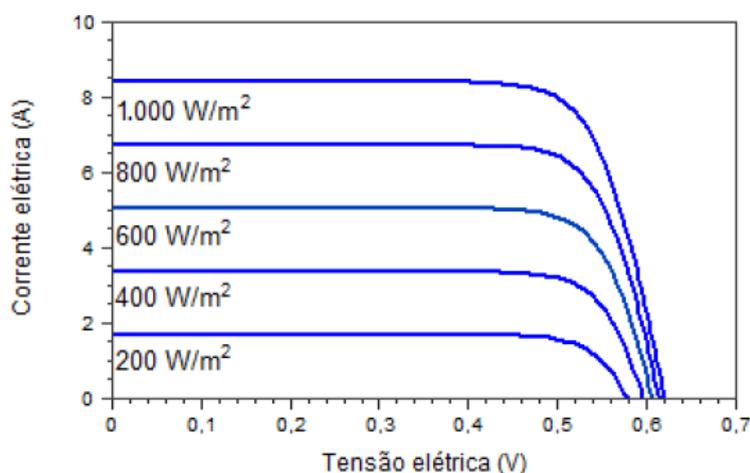
$$\eta = \frac{P_{MP}}{A \times G_{inc}} \times 100\%$$

Em que: A é a área da célula fotovoltaica em $[m^2]$ e G_{inc} é a irradiância solar incidente em $[W/m^2]$.

2.8.2.1. EFEITO DA IRRADIÂNCIA E DA TEMPERATURA

Sob uma temperatura constante, a corrente de curto-circuito de uma célula fotovoltaica aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente; por outro lado, a tensão de circuito aberto aumenta de forma logarítmica [CRESESB, 2014, p. 125]. Assim, quanto maior a irradiância incidente na célula, maiores a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto, logo, maior a potência da célula fotovoltaica. A Figura 2.11 mostra as curvas $I \times V$ de uma mesma célula para cinco valores de irradiância incidente.

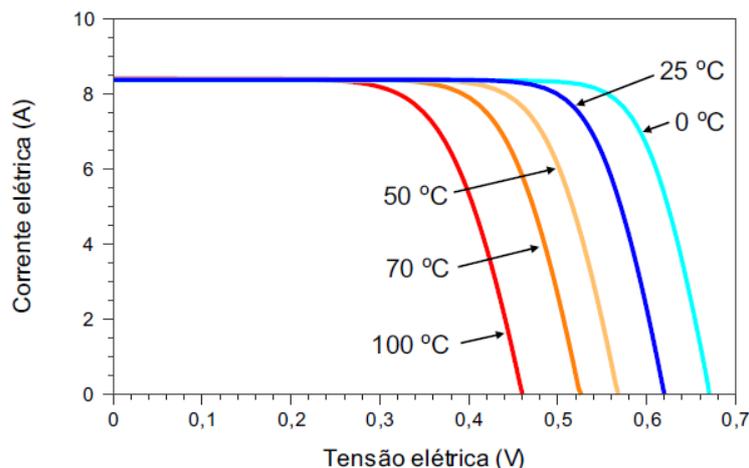
Figura 2.11 – Curva $I \times V$ de uma célula fotovoltaica para diferentes níveis de irradiância



Fonte: (CRESESB, 2014, p. 126)

Sob uma irradiância incidente constante, o acréscimo de temperatura faz com que a corrente de curto-circuito tenha um pequeno aumento, enquanto que a tensão de circuito aberto cai significativamente [CRESESB, 2014, p. 126]. Isso faz com que a potência da célula fotovoltaica decaia com o aumento da temperatura. A exposição de uma célula fotovoltaica a temperaturas muito altas é prejudicial ao desempenho do sistema. A Figura 2.12 mostra as curvas $I \times V$ de uma célula fotovoltaica para diferentes valores de temperatura.

Figura 2.12 – Curva IxV de uma célula fotovoltaica para diferentes valores de temperatura



Fonte: (CRESESB, 2014, p. 127)

A temperatura $T_{CÉL}$ da célula fotovoltaica em função da temperatura ambiente T_{AMB} é estimada pelo modelo do PVPMC por meio das equações abaixo.

$$T_{CÉL} = T_{MÓD} + \frac{G_{INC}}{G_{REF}} \times \delta T, \quad T_{MÓD} = G_{INC} \times \exp(a + b \times v) + T_{AMB}$$

Em que:

- $T_{MÓD}$: temperatura do módulo fotovoltaico em [°C];
- G_{INC} : irradiância incidente no plano do módulo em [W/m²];
- G_{REF} : irradiância referência = 1000 W/m²;
- δT : diferença de temperatura entre a célula e o módulo fotovoltaico quando $G_{INC} = 1000$ W/m²;
- 'a' e 'b': coeficientes característicos do painel fotovoltaico, obtidos empiricamente (valores padrão podem ser vistos no Apêndice IV);
- v: velocidade do vento em [m/s].

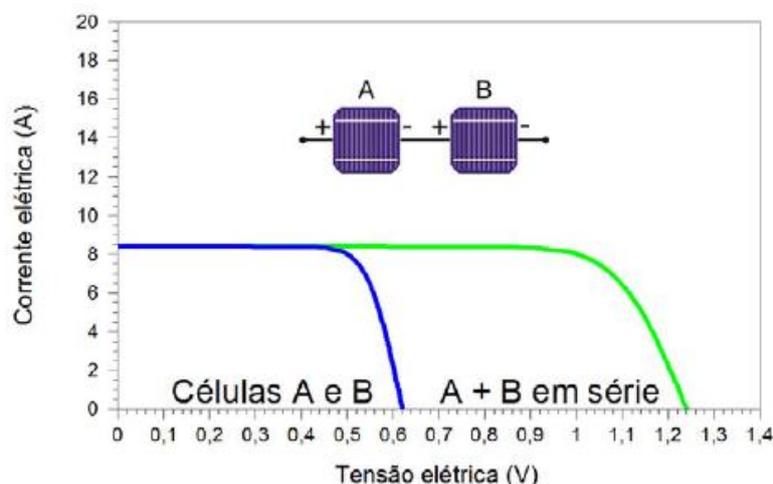
2.8.3. ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE E EM PARALELO

A associação em série e em paralelo das células se faz necessária para obter os valores de tensão e corrente desejados e recebe o nome de arranjo elétrico.

Na associação em série, o terminal positivo de uma célula é conectado no terminal negativo da célula seguinte. O conjunto de células conectadas em série é chamado de *string*. Como resultado da associação em série, a tensão da *string* é a soma das tensões de cada célula. A corrente é a mesma para todas as células da *string* – na ocorrência de células com correntes diferentes, a corrente da *string* é limitada pela célula de menor corrente.

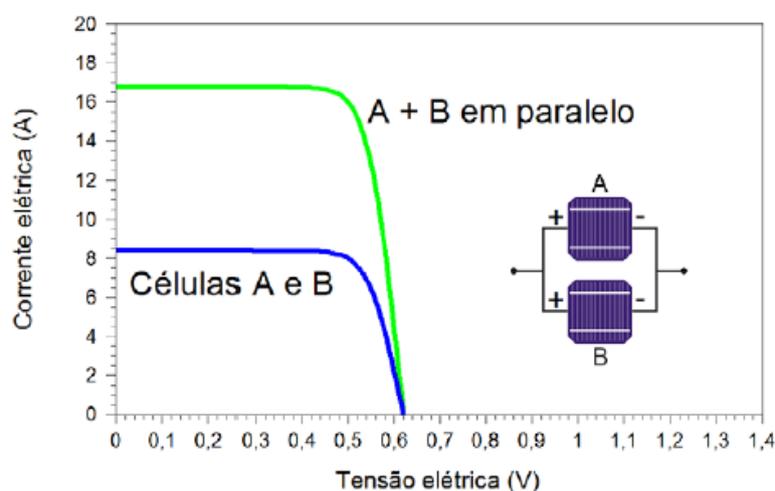
Na associação em paralelo, o terminal positivo de uma célula é conectado aos terminais positivos das demais células; os terminais negativos também são conectados entre si. Como resultado dessa associação, a corrente do arranjo é a soma das correntes de cada célula. A tensão é a mesma para todas as células. Os efeitos da associação em série e da associação em paralelo na curva $I \times V$ podem ser visualizados nas Figuras 2.13 e 2.14, respectivamente.

Figura 2.13 – Curva $I \times V$ da associação em série de duas células fotovoltaicas



Fonte: (CRESESB, 2014, p. 124)

Figura 2.14 – Curva $I \times V$ da associação em paralelo de duas células fotovoltaicas

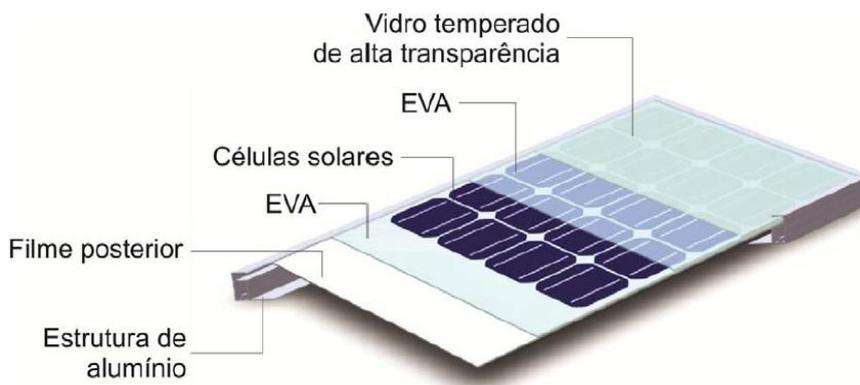


Fonte: (CRESESB, 2014, p. 124)

2.9. MÓDULO FOTOVOLTAICO

O módulo ou painel fotovoltaico nada mais é do que a unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, conectadas eletricamente entre si e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica. [CRESESB, 2014, p. 118]. Os componentes de um módulo de silício tradicional são apresentados na Figura 2.15.

Figura 2.15 – Composição de um módulo fotovoltaico padrão

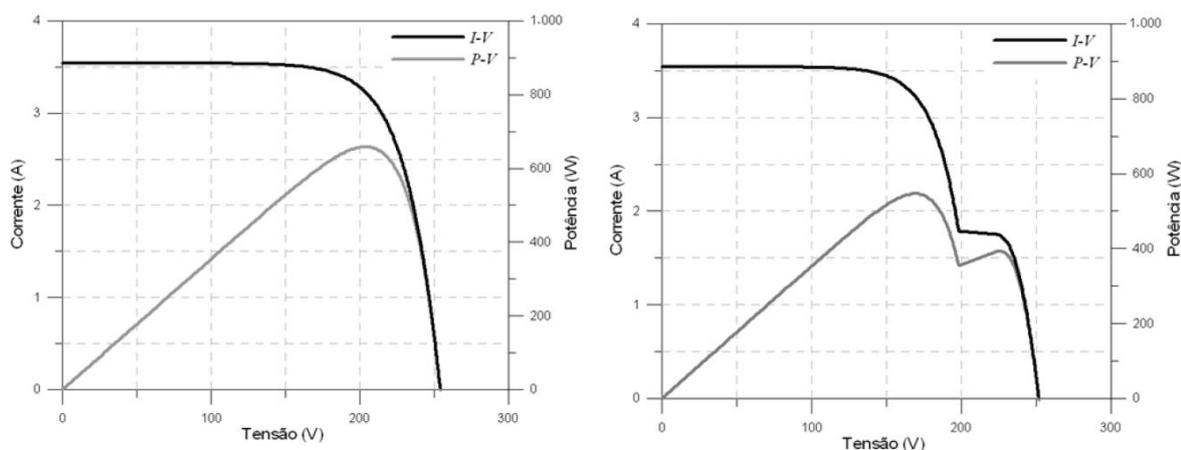


Fonte: (CRESESB, 2014, p. 132)

Para os módulos fotovoltaicos, valem os mesmos conceitos apresentados para as células fotovoltaicas - curvas I_xV e P_xV , parâmetros elétricos, associação em série e em paralelo, e efeito da irradiância e temperatura -, mas em uma escala maior.

Uma particularidade dos módulos fotovoltaicos é que eles são suscetíveis a sombreamento parcial. Nessa situação, células de um mesmo módulo ficam expostas a níveis de irradiância diferentes, portanto, têm correntes diferentes. Esse fato resulta na degradação das curvas I_xV e P_xV do módulo, exemplificada na Figura 2.16. Por essa razão, os sistemas fotovoltaicos devem ser preferencialmente instalados em áreas livres de sombreamento parcial.

Figura 2.16 – Curvas I_xV e P_xV de um módulo sem sombreamento parcial (à esquerda) e com sombreamento parcial (à direita)



Fonte: (CRESESB, 2014, p. 132)

2.9.1. CONDIÇÕES PADRÃO DE ENSAIO

Como já visto, os parâmetros elétricos são fortemente influenciados pelos valores de temperatura e pela irradiância. Por isso, decidiu-se estabelecer as condições padrão de ensaio (*Standart Test Conditions* – STC), para que painéis de fabricantes diferentes e de tecnologias diferentes pudessem ter seus desempenhos comparados.

Nas condições padrão de ensaio, os módulos são testados sob uma irradiância de 1.000 W/m², massa de ar igual a 1,5 (AM 1,5) e temperatura de célula de 25°C.

2.10. INVERSORES FOTOVOLTAICOS

Os painéis fotovoltaicos produzem energia em corrente contínua. Entretanto, a energia utilizada pela maioria dos equipamentos e que pode ser injetada na rede elétrica é em corrente alternada. Em um sistema fotovoltaico, o equipamento encarregado de converter a corrente contínua gerada pelos painéis em corrente alternada é o inversor.

A conversão de CC em CA pelos inversores fotovoltaicos se dá por meio de chaveamento eletrônico. Com o avanço da eletrônica de potência, esse processo tem se tornado cada vez mais eficaz, tal qual a eficiência dos inversores.

Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos caracterizados como geração distribuída devem ser adequados para conexão à rede. Eles usualmente são equipados com um Seguidor do Ponto de Máxima Potência (SPMP). Com base na curva característica $I \times V$, o SPMP atua sobre o inversor para que este mantenha o gerador fotovoltaico operando na tensão coincidente com a tensão de máxima potência. Isso maximiza a potência extraída dos painéis fotovoltaicos e reduz as perdas [CRESESB, 2014, p. 243].

Os principais parâmetros elétricos de um inversor são: potência nominal (de saída), corrente máxima de entrada, corrente máxima de saída, tensões mínima, nominal e máxima de entrada, tensão nominal de saída, frequência (de saída), faixa de tensão (de entrada) de operação do SPMP e eficiência (razão entre a potência de saída no lado CA e a potência de entrada no lado CC).

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 MÉTODO

Nesta seção são apresentados os métodos e considerações empregados na elaboração do projeto técnico e da análise econômica da implantação de sistemas fotovoltaicos em um COP do Distrito Federal. No que se refere à análise técnica, são abordados a avaliação do recurso solar no DF, os critérios utilizados para a escolha dos projetos de geradores fotovoltaicos demonstrativos, do COP selecionado, do painel e do inversor fotovoltaico, e os critérios para estimar o consumo de energia do COP escolhido e as perdas inerentes a cada sistema; também é apresentado como foi feita a determinação dos arranjos físico e elétrico dos módulos fotovoltaicos e, por fim, a simulação da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos no período de um ano. Quanto à análise econômica, são abordadas as considerações feitas para a estimativa do investimento inicial em cada projeto, os parâmetros utilizados na formação do fluxo de caixa e os indicadores escolhidos para avaliar a viabilidade econômica de cada gerador.

3.1.1. ANÁLISE TÉCNICA

As etapas consideradas na análise técnica são indicadas no fluxograma da Figura 3.1.

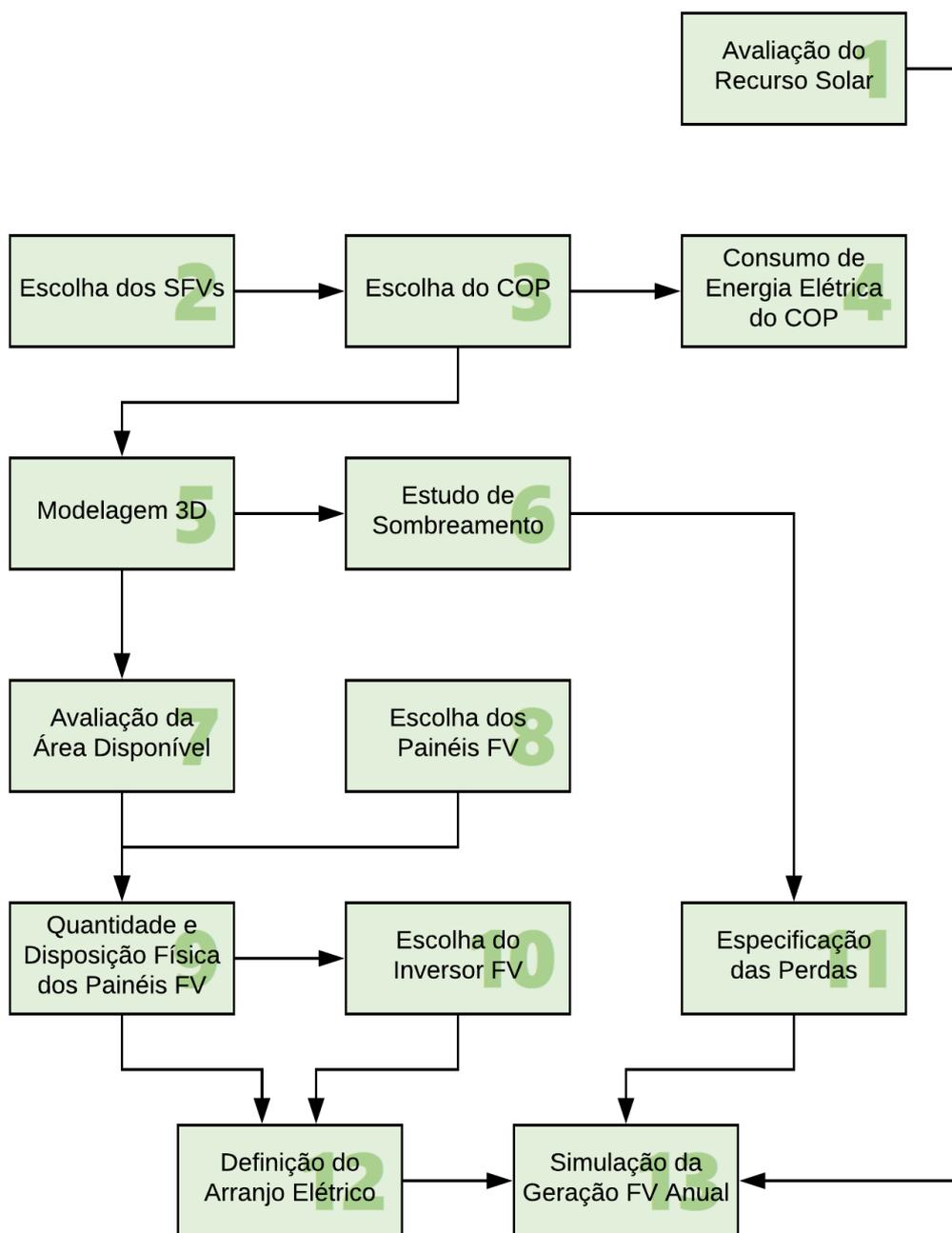
3.1.1.1. AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR

A quantidade de energia solar convertida em elétrica por um sistema fotovoltaico está fortemente associada à irradiância solar a que esse sistema está exposto e, em menor escala, a demais fatores ambientais, como temperatura, velocidade do vento e pressão atmosférica. Essa é a razão pela qual a avaliação do recurso solar local é muito importante para a realização de projetos de sistemas fotovoltaicos.

As funções matemáticas disponibilizadas pela SNL utilizadas nesta etapa e na simulação da geração fotovoltaica requerem alguns dados geográficos e climáticos do local onde o sistema será instalado. Esses dados estão listados abaixo.

- Irradiância Direta Normal (G_N) em [W/m^2];
- Irradiância Difusa Horizontal (G_{DIF}) em [W/m^2];
- Irradiância Global Horizontal (G) em [W/m^2];
- Coordenadas geográficas (latitude e longitude em [$^\circ$]);
- Altitude em relação ao nível do mar em [m];
- Pressão atmosférica em [mbar];
- Temperatura ambiente em [$^\circ C$];
- Velocidade do vento em [m/s].

Figura 3.1 – Fluxograma das etapas da análise técnica

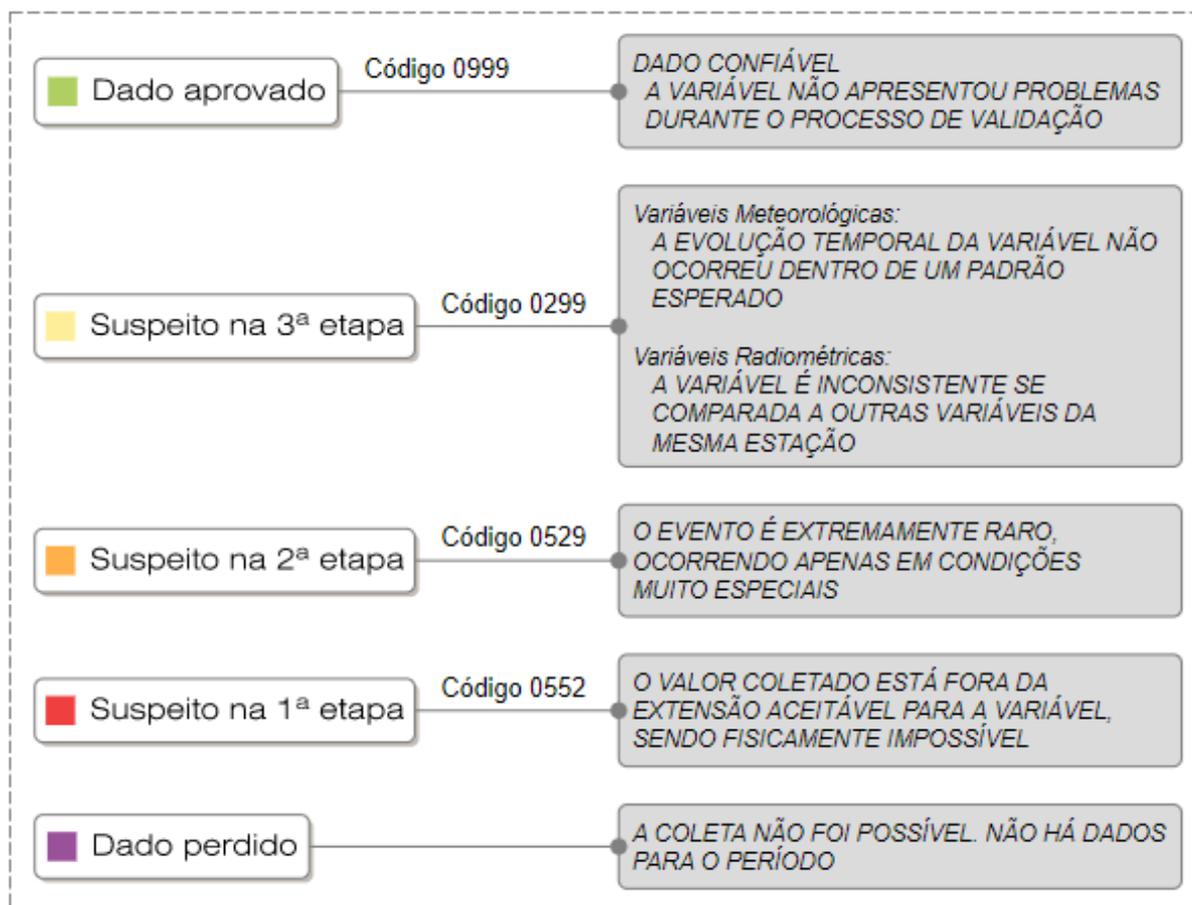


Os dados ambientais das cidades brasileiras podem ser encontrados no Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA). O SONDA conta atualmente com 14 estações próprias para coleta de dados distribuídas no território nacional. Uma dessas estações está localizada em Brasília.

A estação de Brasília coleta (em intervalos de 1 minuto) tanto informações solarimétricas, quanto anemométricas. Por isso, os arquivos disponíveis no SONDA, referentes à cidade de Brasília, contêm os dados climáticos – G , G_N , G_{DIF} , pressão atmosférica, temperatura ambiente e velocidade do vento – de interesse para este trabalho e, portanto, foram utilizados. Os dados geográficos – latitude, longitude e altitude – usados são aqueles da estação de Brasília, que também são disponibilizados.

Antes de utilizar as informações do SONDA, é preciso avaliar a confiabilidade dos dados. O próprio SONDA realiza um estudo acerca da validação desses dados – os resultados podem ser vistos no Anexo I – e disponibiliza a porcentagem de cada tipo de informação de um arquivo que se encaixa nas classificações mostradas na Figura 3.2.

Figura 3.2 – Possíveis classificações dos dados do SONDA após o processo de validação



Fonte: Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA).

Disponível em: http://sonda.ccst.inpe.br/basedados/graficos/ambientais/BRB/2011/val_BRB11ED.html>. Acesso em: 20 jan 2018.

Foi decidido que só seriam usados neste trabalho arquivos que possuíssem pelo menos 80% dos dados de interesse aprovados pelo SONDA. A Tabela 3.1 mostra quais meses tiveram seus respectivos arquivos climáticos aprovados (A) ou reprovados (R), seguindo esse critério. Os dados mais recentes coletados pela estação de Brasília, e disponíveis para *download*, são referentes ao mês de novembro de 2015.

Tabela 3.1 – Arquivos do SONDA classificados quanto à aprovação ou não de 80% dos dados de interesse

	2011	2012	2013	2014	2015
JANEIRO	A	R	R	R	R
FEVEREIRO	A	R	R	R	R
MARÇO	A	R	R	A	R
ABRIL	A	A	R	R	R
MAIO	A	A	R	A	R
JUNHO	A	A	R	A	R
JULHO	A	A	R	A	R
AGOSTO	A	A	R	A	R
SETEMBRO	A	A	R	A	R
OUTUBRO	A	R	A	A	A
NOVEMBRO	A	R	A	R	A
DEZEMBRO	A	R	A	R	

Seguindo o critério proposto, escolheu-se utilizar as informações dos arquivos de 2011, intervalo mais recente de 12 meses consecutivos em que mais de 80% dos dados de interesse foram aprovados.

É importante dizer que no ano de 2011, nenhuma informação foi medida pelo SONDA durante 13 horas seguidas do dia 25 de fevereiro. Optou-se por usar para esse período, os dados coletados nas 13 horas correspondentes do dia anterior (24 de fevereiro de 2011).

A função desenvolvida pelo PVPMC para ler os arquivos com dados climáticos não é capaz de processar as informações contidas nos arquivos do SONDA. Isso ocorre porque essa função só é compatível com arquivos no formato *Typical Meteorological Year 3* (TMY3), que é usual de cidades norte-americanas.

Por essa razão, as informações contidas nos arquivos do SONDA tiveram que ser adaptadas e alocadas em um arquivo do tipo TMY3 para, então, serem lidas no MATLAB. O procedimento adotado para adequar os dados do SONDA e a forma como as informações foram preparadas para avaliar o recurso solar são apresentados em detalhes no Apêndice II.

3.1.1.2. ESCOLHA DOS PROJETOS FOTOVOLTAICOS

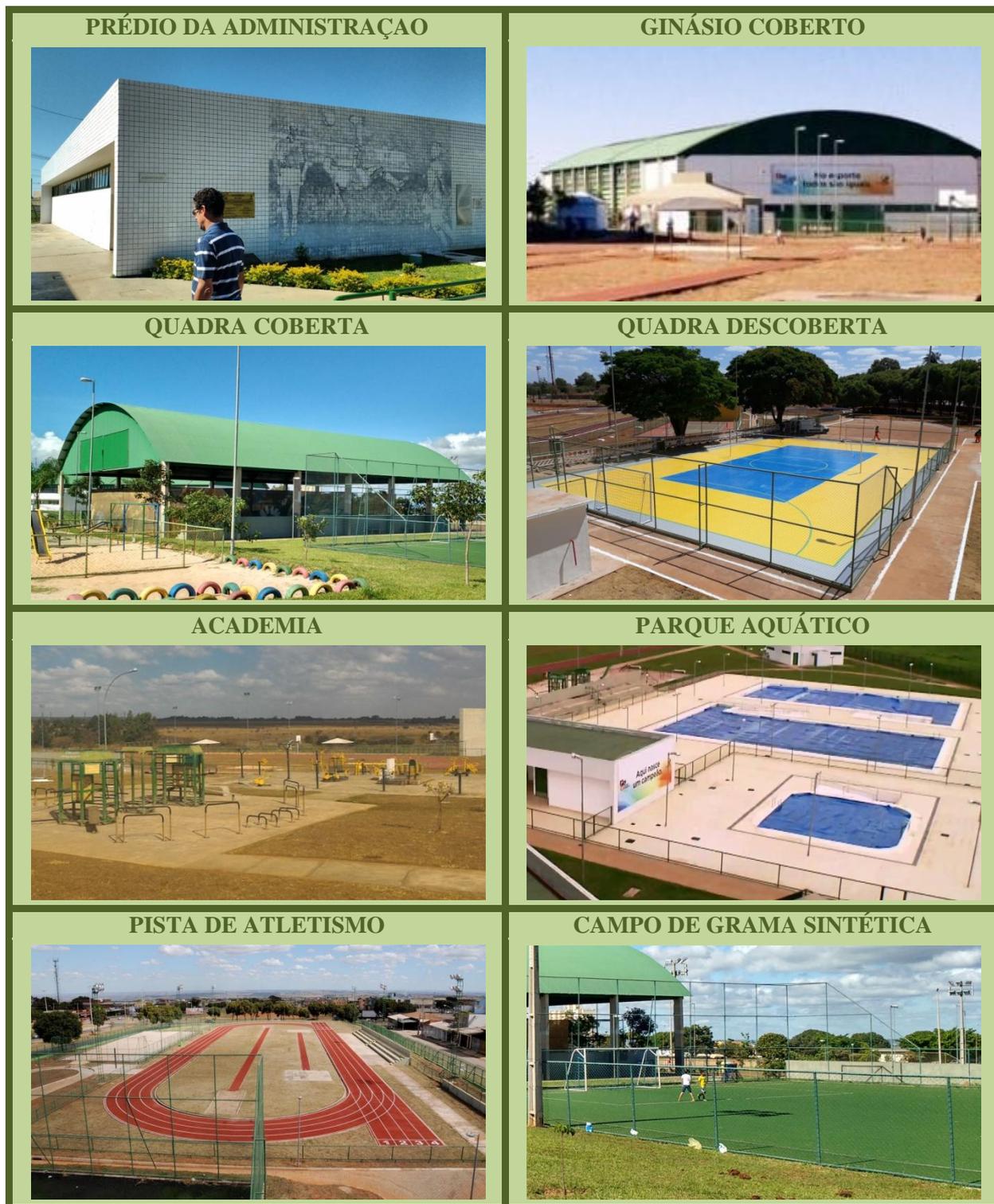
A definição dos projetos demonstrativos propostos neste trabalho foi feita seguindo critérios técnicos e, principalmente, de forma que os projetos se alinhassem aos objetivos do programa Brasília Solar.

Sob o ponto de vista puramente técnico, seria mais interessante implementar um sistema fotovoltaico em um telhado com inclinação fixa ou em uma laje já existente, por exemplo, pois nessas condições não há necessidade de se construir uma estrutura que sirva de suporte para o gerador, é possível

posicionar os painéis em uma inclinação próxima àquela de máximo rendimento e o sistema fica menos suscetível a sombras.

Entretanto, para atender aos objetivos deste trabalho, foi dada prioridade para os projetos de sistemas fotovoltaicos nos quais os módulos pudessem ser instalados em áreas visíveis do COP e que agregassem valor estético à construção. A Figura 3.3 mostra algumas instalações comuns nos COPs, para as quais os projetos demonstrativos poderiam ser pensados.

Figura 3.3 – Exemplos de instalações comuns nos COPs



3.1.1.3. ESCOLHA DO COP

Todos os COPs, em algum nível, estariam aptos a receber os geradores fotovoltaicos. No entanto, optou-se por escolher um único COP, o que melhor contemplasse todos os projetos pensados para este trabalho. Essa opção visa garantir agilidade, visto que pouco seria acrescido ao trabalho caso os sistemas fotovoltaicos fossem projetados para todos os COPs.

Os critérios utilizados nesta etapa foram a existência ou não de estruturas físicas que se encaixassem aos sistemas fotovoltaicos propostos, a visibilidade e frequência de visitação das áreas do COP e a susceptibilidade das construções ao sombreamento.

3.1.1.4. ESTIMATIVA DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em geral, o sistema fotovoltaico é dimensionado para prover o consumo de energia da unidade em que ele será instalado. Daí se faz necessário conhecer a quantidade de energia elétrica consumida anualmente no local.

Por mais que os sistemas demonstrativos não tenham como finalidade suprir a demanda energética do COP, o levantamento do consumo de energia elétrica anual ainda se faz importante, pois é uma informação que será utilizada para a análise econômica, no momento em que for avaliado o ganho financeiro com a redução do custo da conta de energia elétrica em função da produção dos sistemas fotovoltaicos. Também é importante para conhecer o percentual do consumo anual de energia elétrica do COP que será atendido pela geração solar fotovoltaica.

As contas de energia detalhadas de alguns COPs foram disponibilizadas, porém não foi possível ter acesso às contas de energia elétrica do COP escolhido. Entretanto, em visitas ao Portal da Transparência do Governo de Brasília, os valores financeiros das faturas do COP selecionado puderam ser consultados.

Conhecendo os valores finais das contas do COP escolhido, o consumo de energia elétrica no local foi estimado com base nas contas de energia do COP de São Sebastião, que foram disponibilizadas.

3.1.1.5. MODELAGEM 3D E ESTUDO DE SOMBREAMENTO

Esta etapa consiste em modelar, por meio do programa SketchUp, as construções físicas do COP selecionado. Os dados necessários para a modelagem das edificações foram obtidos junto à NOVACAP, que disponibilizou para consulta os arquivos em AutoCAD da planta arquitetônica e da planta elétrica do COP escolhido.

A modelagem 3D tem como finalidades auxiliar o estudo de sombreamento e simular como ficaria a disposição física dos módulos fotovoltaicos sobre as construções. O estudo de sombreamento foi feito para dois dias específicos do ano – solstício de inverno e solstício de verão –, em três períodos distintos – manhã (8:00), meio-dia (12:00) e tarde (16:00).

Antes de começar o processo de modelagem, foi preciso adicionar ao arquivo do SketchUp uma área com a localização do COP. Esse recurso (georreferenciamento) é disponibilizado pelo próprio programa. Como resultado disso, um mapa da área selecionada é importado para o modelo, junto com as informações de latitude, longitude e norte geográfico do local, dados que são importantes para o estudo de sombreamento.

3.1.1.6. AVALIAÇÃO DA ÁREA DISPONÍVEL

Nessa etapa, foram calculadas as áreas das edificações selecionadas no COP em que é possível e se tem a intenção de instalar os painéis fotovoltaicos. Os geradores solares devem ser colocados sobre a parcela da área disponível que apresente maior visibilidade e que não esteja exposta a sombreamento permanente.

3.1.1.7. ESCOLHA DO PAINEL FOTOVOLTAICO

Esta etapa consiste na pesquisa de mercado para a escolha do painel fotovoltaico que melhor se encaixa ao gerador projetado, considerando a tecnologia empregada na fabricação, os parâmetros elétricos, as dimensões físicas do painel, a qualidade do painel e a garantia.

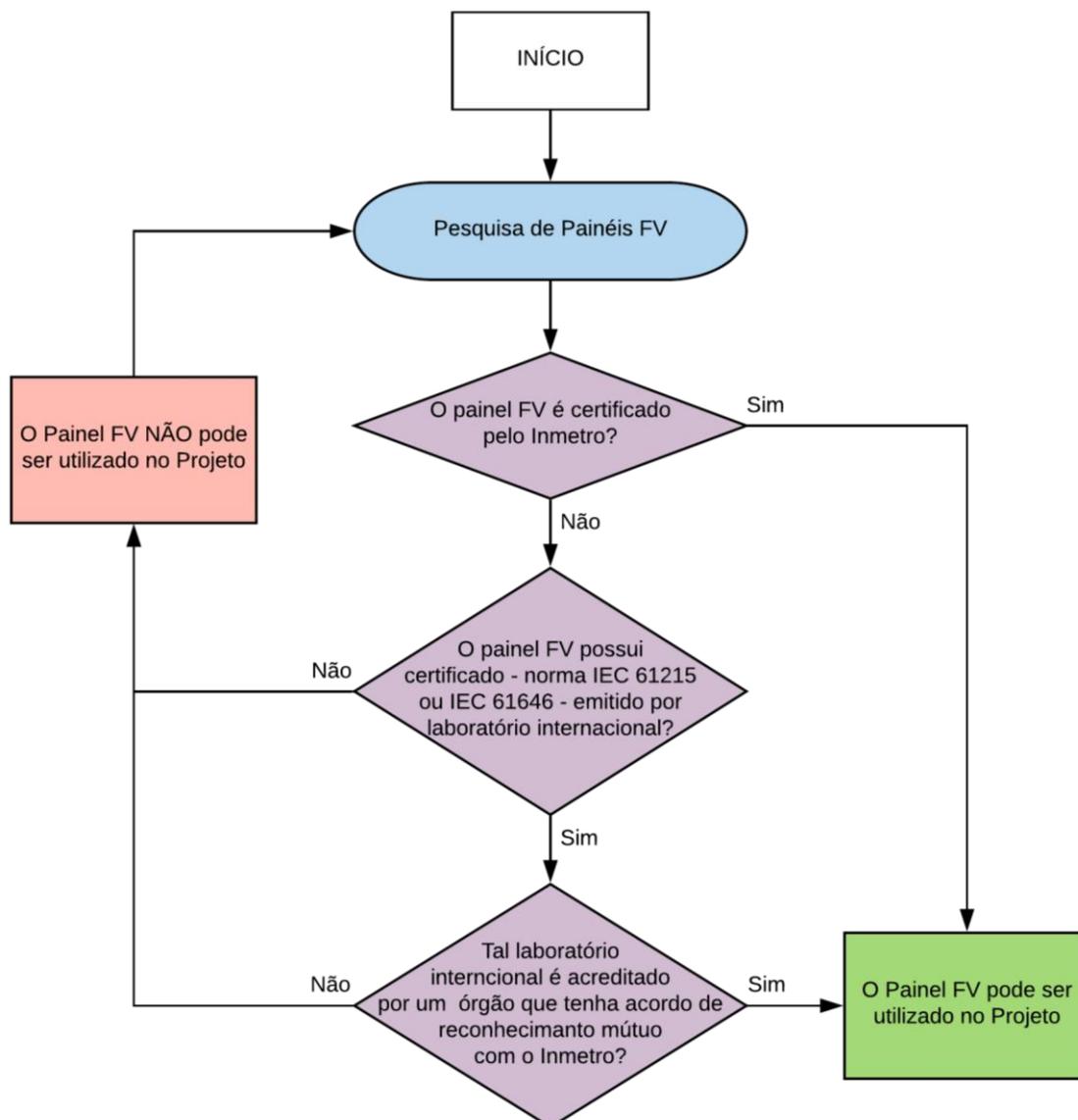
O artigo 3º da Portaria nº 4/2011 do Inmetro torna compulsória a etiquetagem de equipamentos para energia fotovoltaica, com aplicação a todos os módulos fotovoltaicos (item 2 da referida Portaria), que desde julho de 2012 só podem ser comercializados no Brasil se estiverem de acordo com os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica. Os modelos de painéis fotovoltaicos que atendem a esses requisitos e são certificados pelo Inmetro podem ser consultados em documento divulgado pelo próprio Inmetro.

Somado a isso, o artigo 3º da Portaria nº 357/2014 do Inmetro abre a possibilidade de reconhecimento de ensaios realizados por laboratórios estrangeiros para fins de certificação, desde que esses laboratórios sejam acreditados pelo Inmetro ou por um organismo que tenha assinado um acordo de reconhecimento mútuo do qual o Inmetro também participe, como o ILAC e o IAAC, por exemplo.

Nesse caso, deve haver equivalência entre a metodologia de amostragem e os métodos de ensaios praticados pelo Inmetro, que de acordo com o Anexo I da Portaria nº 4/2011, seguem a norma IEC 61215 para painéis de silício cristalino e a norma IEC 61646 para painéis de filme fino.

Dito isso, só devem ser utilizados neste trabalho painéis comercializados no Brasil que sejam certificados pelo Inmetro, ou painéis vendidos no mercado internacional cujo certificado de atendimento à norma IEC 61215 ou IEC 61646 tenha sido expedido por laboratórios vinculados a órgãos que participem de um acordo de reconhecimento mútuo com o Inmetro. O fluxograma mostrado na Figura 3.4 resume o texto deste parágrafo.

Figura 3.4 – Fluxograma com critérios adotados na escolha dos painéis fotovoltaicos



3.1.1.8. QUANTIDADE E DISPOSIÇÃO FÍSICA DOS PAINÉIS

O número de módulos utilizados foi definido com base nas dimensões físicas das áreas de interesse disponíveis e no comprimento e largura de cada painel fotovoltaico. Após conhecido o número de módulos em cada sistema fotovoltaico, a modelagem da disposição física dos painéis sobre as construções escolhidas foi feita no programa SketchUp.

3.1.1.9. ESCOLHA DO INVERSOR FOTOVOLTAICO

Uma etapa importante no projeto de sistemas fotovoltaicos é a escolha do inversor. O inversor é o equipamento responsável por converter a energia gerada em corrente contínua pelos painéis fotovoltaicos em energia de corrente alternada, que é a utilizada pela maioria dos aparelhos de uso cotidiano e a que pode ser injetada na rede.

Um dos principais parâmetros analisados na escolha do inversor é a sua potência nominal. A razão entre a potência nominal do inversor e a potência nominal do sistema fotovoltaico é chamada de Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI).

Já que na maior do tempo os painéis operam em potências menores do que a especificada – devido às condições reais de irradiância e temperatura, que são menos favoráveis que as condições padrões de ensaio (STC) –, é comum escolher um inversor com potência nominal menor que a do sistema fotovoltaico, com o FDI variando entre 0,75 e 0,85. Isso garante que o investimento inicial do sistema fotovoltaico seja reduzido e que o inversor não trabalhe por longos períodos com potências muito inferiores à sua potência nominal [CRESESSEB, 2014, p. 332].

A Portaria nº 357/2014 do Inmetro alterou o âmbito de aplicação da Portaria nº 004/2011 e tornou compulsória a etiquetagem de inversores fotovoltaicos conectados à rede com potência nominal menor ou igual a 10 kW.

Assim como no caso dos módulos fotovoltaicos, os inversores utilizados devem ser certificados pelo Inmetro ou por laboratórios estrangeiros acreditados pelo Inmetro, ainda que pelos acordos internacionais de reconhecimento mútuo já citados. A CEB considera obrigatória a apresentação do certificado que comprova a conformidade do inversor com a norma IEC 62116, que trata sobre os métodos de ensaio de anti-ilhamento [CEB, 2016, p. 14].

Todos os inversores escolhidos neste trabalho devem ser adequados à conexão à rede, ter pelo menos um sistema de SPMP e possuir os certificados exigidos pela CEB.

3.1.1.10. ESTIMATIVA DAS PERDAS

Para estimar a energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico com a maior precisão possível, é preciso considerar as perdas inerentes ao sistema. Neste trabalho, foram consideradas as seguintes perdas:

Perdas térmicas

Estão relacionadas à queda de rendimento dos módulos em razão do aumento da temperatura das células fotovoltaicas - como explicado na Seção 2.8.2.1. No modelo adotado, as perdas térmicas variam em função da temperatura ambiente, da velocidade do vento e se a montagem do sistema permite ou não a circulação de vento na parte traseira dos painéis.

Perdas ôhmicas

Contabilizam a potência dissipada na conexão entre os equipamentos do sistema (módulos, inversores, quadro geral, etc.), tanto no lado CC, quanto no lado CA, devido à resistência interna dos condutores.

Perdas por incompatibilidade

As perdas por incompatibilidade ocorrem nos momentos em que os módulos não apresentam características – tensão e corrente – exatamente iguais. Painéis em série de uma mesma *string* podem ter correntes ligeiramente diferentes, por exemplo. Nesse caso, a corrente da *string* é limitada pelo módulo de menor corrente, o que representa uma perda.

A incompatibilidade pode ser resultado do processo de fabricação dos módulos, de um arranjo elétrico inadequado – módulos em série com inclinações distintas, ou *strings* em paralelo com quantidades diferentes de módulos, por exemplo. Há também os casos em que a incompatibilidade é causada pela presença de sombreamento parcial sobre o sistema.

Sujeira

A presença de sujeira sobre os painéis acarreta em perdas, porque reduz a quantidade de luz que chega às células dos módulos fotovoltaicos. Para estimar as perdas por sujeira, deve-se analisar o ambiente em que o sistema fotovoltaico está inserido, a frequência com que os módulos são limpos, bem como se a inclinação dos painéis favorece ou não o acúmulo de poeira.

Ângulo de incidência (IAM)

O ângulo de incidência (θ) é maior do que zero em quase todos os instantes do ano. Nessa situação, parte da luz solar incidente é refletida pelos próprios materiais do módulo, o que configura uma perda óptica. Quanto maior o ângulo de incidência, maiores as perdas.

3.1.1.11. ARRANJO ELÉTRICO

O arranjo elétrico de um sistema fotovoltaico consiste na conexão de módulos em série dentro de uma mesma *string* e de diferentes *strings* em paralelo, para atingir, respectivamente, os valores de tensão e corrente com os quais se deseja que o sistema opere.

Para diminuir as perdas por incompatibilidade, as *strings* que serão conectadas em paralelo a um mesmo SPMP devem conter quantidades iguais de módulos conectados em série, sempre que possível.

As especificações do inversor – faixa de tensão do SPMP, tensão máxima no lado CC e corrente máxima no lado CC – e dos painéis – corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto – fornecem um bom indicativo dos valores de tensão e corrente com os quais o sistema deve operar, o que auxilia na escolha do arranjo elétrico.

3.1.1.12. GERAÇÃO DE ENERGIA PELOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Por fim, após escolhidos os painéis e os inversores, definidos a disposição física dos painéis e o arranjo elétrico, e especificadas as perdas, a geração de energia elétrica pelos sistemas fotovoltaicos pode ser calculada, utilizando as funções matemáticas disponibilizadas pela SNL. A geração de energia elétrica será calculada mês a mês para cada um dos sistemas fotovoltaicos.

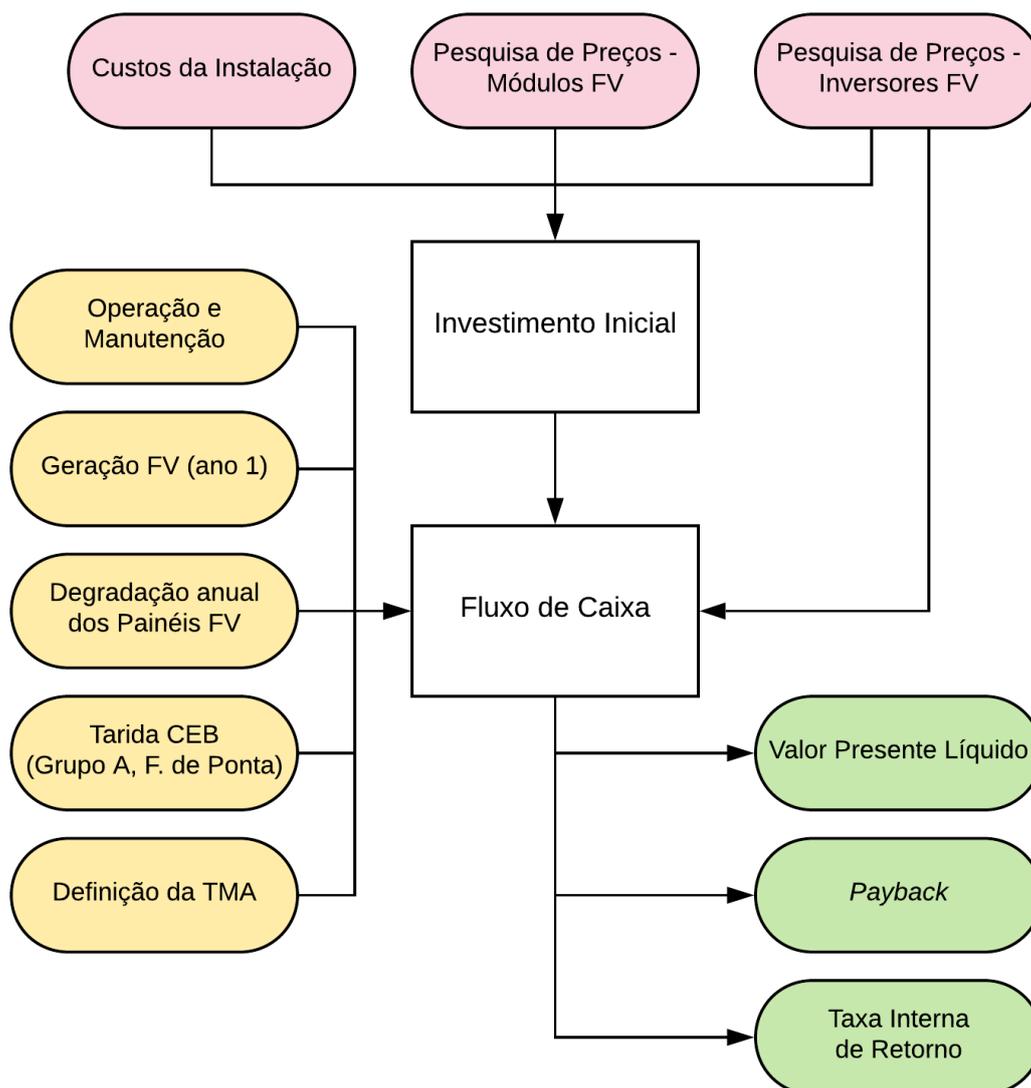
3.1.2. ANÁLISE FINANCEIRA

A análise financeira foi feita para todos os projetos, para verificar a viabilidade econômica de cada um deles. As etapas e informações utilizadas nesta análise estão resumidas no fluxograma da Figura 3.5.

3.1.2.1. PESQUISA DE PREÇOS

A pesquisa de preços dos módulos fotovoltaicos e dos inversores foi feita tanto no mercado nacional, quanto no internacional. Caso o produto seja adquirido no mercado internacional, devem ser considerados o custo da compra, o custo do frete e o custo relacionado às taxas e impostos de importação, o que encarece ainda mais o valor final do produto. Por essa razão, foi dada prioridade à aquisição de produtos no mercado nacional. Todos os inversores utilizados neste trabalho são vendidos no mercado nacional, porém alguns dos módulos escolhidos só são encontrados no mercado internacional.

Figura 3.5 – Fluxograma resumido da análise financeira



O cômputo do custo total com a aquisição de módulos no mercado internacional foi feito seguindo a metodologia sugerida pela ABINEE para estimar o custo de importação. No custo de importação estão inclusos os gastos com frete, seguro, impostos e taxas diversas [ABINEE, 2012, p. 58]. Ele foi estimado como sendo aproximadamente igual a 40% do custo de aquisição dos módulos.

$$Custo_{aquisição} = (n_{mód} \times Preço_{mód}) \times (Taxa \text{ de Câmbio})$$

$$Custo_{importação} = 0,4 \times Custo_{aquisição}$$

$$Custo_{total,mód} = Custo_{aquisição} + Custo_{importação} = Custo_{aquisição} \times (1 + 0,4)$$

$$= (n_{mód} \times Preço_{mód}) \times (Taxa \text{ de Câmbio}) \times 1,4$$

3.1.2.2. INVESTIMENTO INICIAL

O custo inicial de um sistema fotovoltaico é proporcional à potência nominal do sistema e à tecnologia e qualidade dos equipamentos utilizados na sua instalação. Em geral, quanto maior a qualidade dos equipamentos utilizados, maior a confiabilidade do sistema. Assim, o custo inicial do projeto também é indiretamente ligado à confiabilidade do sistema. Por fim, quanto mais consolidados são a tecnologia e os materiais empregados em um equipamento, menor é seu o custo final.

No cálculo do investimento inicial, devem estar incluídos não só o preço final dos principais equipamentos do sistema – módulos e inversores - mas também os custos dos demais equipamentos que se encaixam no que se costuma chamar de Balanço do Sistema (*Balance of System* ou simplesmente BOS).

Todos os equipamentos que possibilitam a ligação entre os aparelhos que geram a energia elétrica (painéis fotovoltaicos) e aqueles que vão utilizá-la (cargas), permitindo o correto e seguro funcionamento do sistema como um todo, fazem parte do BOS - cabos, estruturas de suporte e fixação, dispositivos de proteção, entre outros.

Após o levantamento dos preços dos módulos e inversores, os demais custos - projeto, montagem, cabos, proteção, etc. - foram estimados com base em uma publicação do Instituto Ideal que, entre outros assuntos, aborda a composição média do custo total da instalação de um sistema fotovoltaico [INSTITUTO IDEAL, 2017].

De acordo com essa publicação, 64% do custo total da instalação de um sistema fotovoltaico é resultante da aquisição de módulos (41%) e inversores (23%). Os custos com o projeto e a instalação somam 16%, enquanto que os gastos com estruturas metálicas de suporte totalizam 10%. Nos 10% restantes estão incluídos os custos com os demais componentes, principalmente aqueles que fazem parte das instalações elétricas, como cabos e dispositivos de proteção.

Conhecendo o preço dos módulos e inversores fotovoltaicos e a estimativa de custo dos demais componentes, o investimento inicial em cada projeto foi calculado de acordo com a Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Cálculo estimativo do investimento inicial nos sistemas fotovoltaicos

ITEM	CÁLCULO
[A] Módulos Fotovoltaicos	-
[B] Inversores	-
[C] Projeto e Instalação	$(0,16 / 0,64) \times ([A] + [B])$
[D] Estruturas de Suporte	$(0,10 / 0,64) \times ([A] + [B])$
[E] Outros Componentes	$(0,10 / 0,64) \times ([A] + [B])$
INVESTIMENTO INICIAL	[A] + [B] + [C] + [D] + [E]

3.1.2.3. FLUXO DE CAIXA

O fluxo de caixa é a sucessão de receitas e despesas, registradas em intervalos regulares, ao longo do tempo de vida planejado de um projeto. É uma ferramenta que permite avaliar a lucratividade de um investimento e é utilizado diretamente na realização de métodos de análise de viabilidade econômica, como o VPL, o tempo de retorno e a TIR.

No caso de sistemas fotovoltaicos, as despesas do fluxo de caixa englobam o custo com o investimento inicial, a troca dos inversores e O&M (limpeza dos módulos para evitar acúmulo de poeira, troca de cabos e de dispositivos de proteção, etc.). A receita é representada pela economia na conta de energia elétrica ao longo dos anos, proveniente da energia gerada pelo sistema fotovoltaico que é ou consumida no próprio local, ou injetada na rede, sob a forma de crédito de energia, de acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012 da Aneel.

O período avaliado no fluxo de caixa é igual a 25 anos, que é, em média, o tempo de vida útil dos módulos garantido pelos fabricantes. Ao final desse período, o valor residual do projeto foi considerado nulo. As receitas e despesas foram avaliadas em intervalos de tempo iguais a 1 ano.

A despesa anual com O&M foi contabilizada como sendo 1% do valor do investimento inicial [NAKABAYASHI, 2014, p.44]. Entre as demais despesas, a que mais se destaca é a substituição dos inversores, devido ao seu alto valor. Por isso, ela foi contabilizada de forma independente aos custos com O&M. Os inversores têm vida útil estimada entre 10 e 15 anos. Portanto, foi considerado que os inversores serão trocados uma vez durante o tempo de vida do projeto, no ano 13.

Na formação do fluxo de caixa, foi considerado que a inflação tem o mesmo efeito tanto nas receitas, quanto nas despesas, de forma que não é necessário definir um valor para esse parâmetro.

Para dar seguimento à análise financeira, é preciso definir uma TMA, que é a menor taxa de retorno tida como aceitável pelo investidor, seja ele uma empresa privada ou o poder público. O valor da TMA adotado para este trabalho será igual à TLP, que é a taxa de juros utilizada em contratos de financiamento assinados com o BNDES, a partir de 2018. Para contratos assinados em maio de 2018, a TLP foi estipulada em 6,71% a.a. [BNDES]. Por essa razão, o valor da TMA também foi definido como 6,71% a.a. A definição da TMA de um projeto é importante, pois influencia diretamente no cálculo do VPL e indiretamente no cálculo da TIR.

É necessário também identificar o valor para a tarifa de energia elétrica cobrada pela CEB, que faz parte do cálculo da receita financeira, fruto da produção de energia pelos projetos. Como a geração de energia pelos sistemas fotovoltaicos ocorre majoritariamente entre 6:00 e 18:00, a tarifa utilizada na formação do fluxo de caixa é aquela cobrada pela CEB para o período fora de ponta. A tarifa média do período fora de ponta calculada na Seção 4.1.4, igual a 0,4662021 R\$/kWh, é a que foi utilizada na formação do fluxo de caixa.

Por fim, é necessário considerar também a redução gradual do desempenho dos painéis. A maioria dos fabricantes de painéis garante uma queda percentual de rendimento de no máximo 20% após 25 anos de uso. Isso significa que a queda de rendimento não pode ser superior a 0,8%/ano (20% / 25 anos). Esse foi o valor adotado para a queda percentual anual de rendimento dos módulos.

Feitas todas as considerações pertinentes, o fluxo de caixa pode finalmente ser elaborado. A formação do fluxo de caixa foi feita em conformidade com a Tabela 3.3:

Tabela 3.3 – Modelo para elaboração do fluxo de caixa

DESCRIÇÃO	ANO			
	0	1	...	25
[A] Investimento Inicial	A_0	A_1	...	A_{25}
[B] O&M	B_0	B_1	...	B_{25}
[C] Troca de Inversor	C_0	C_1	...	C_{25}
[D] DESPESAS	D_0	D_1	...	D_{25}
[E] Economia de energia	E_0	E_1	...	E_{25}
[F] RECEITAS	F_0	F_1	...	F_{25}
[G] SALDO	G_0	G_1	...	G_{25}
[H] SALDO ACUMULADO	H_0	H_1	...	H_{25}
[I] VALOR PRESENTE	I_0	I_1	...	I_{25}
[J] VALOR PRESENTE ACUMULADO	J_0	J_1	...	J_{25}

Em que:

- [A]: A_0 = investimento inicial no sistema fotovoltaico
 $A_{n,n \neq 0} = 0$
- [B]: $B_0 = 0$
 $B_{n,n \neq 0} = 0,01 \times A_0$
- [C]: C_{13} = Custo dos inversores no ano 0
 $C_{n,n \neq 13} = 0$
- [D]: $D_n = A_n + B_n + C_n$
- [E]: $E_0 = 0$
 $E_{n,n \neq 0} = \text{GeraçãoFV}_{\text{ano1}} \times [1 - \text{Degrad}_{\text{painel}} \times (n-1)] \times \text{Tarifa}_{\text{CEB}}$
- [F]: $F_n = E_n$
- [G]: $G_n = F_n - D_n$
- [H]: $H_n = H_{n-1} + G_n$
- [I]: $I_n = G_n / (1 + \text{TMA})^n$
- [J]: $J_n = J_{n-1} + I_n$

Os valores acima são válidos para $n \in \mathbb{Z}$, tal que $0 \leq n \leq 25$.

3.1.2.4. INDICADORES DE VIABILIDADE FINANCEIRA

Foram observados três indicadores na análise da viabilidade econômica dos projetos de sistemas fotovoltaicos. Esses indicadores foram todos obtidos a partir da formação do fluxo de caixa. São eles:

Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL é a soma algébrica de todos os valores presentes ao final do tempo de vida do investimento e por isso é determinado numericamente pelo valor presente acumulado no último ano do projeto – campo J₂₅; é um indicador do valor presente de uma riqueza gerada no futuro [PUCCINI, 2011, p. 166]. Na determinação do VPL, é necessário trazer as receitas e as despesas para o ano zero do investimento, descontadas à TMA [RODRIGUES, 2015, p. 10]. O VPL foi calculado da seguinte maneira:

$$VPL = \sum_{n=0}^{25} \frac{(Saldo)_n}{(1+TMA)^n}$$

Um investimento é tido como atrativo financeiramente se seu VPL é positivo. Quanto maior o VPL, mais atraente o investimento é. Caso o valor do VPL seja negativo, o investimento não é economicamente atrativo.

Tempo de Retorno

O tempo de retorno do investimento é um indicador que avalia em quanto tempo o valor gasto em um investimento será ressarcido pelo valor atual dos reembolsos [RODRIGUES, 2015, p. 12]. Existem dois tipos de tempo de retorno: o simples e o descontado.

O tempo de retorno simples é feito sobre o saldo acumulado, sem considerar uma taxa de juros; é igual ao instante do tempo em que o saldo acumulado do fluxo de caixa se torna zero. Por outro lado, o tempo de retorno descontado é calculado em cima do valor presente acumulado; é o instante do tempo em que o valor presente acumulado se iguala a zero.

Para que o projeto seja considerado viável, é necessário que o tempo de retorno seja menor do que a sua vida útil. Quanto menor o tempo de retorno de um investimento - quando comparado ao seu tempo de vida útil -, mais viável ele é. Caso o tempo de retorno seja maior do que a vida útil do investimento, então esse investimento é tido como economicamente inviável.

Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR é a taxa de desconto que torna nulo o VPL de um investimento [PUCCINI, 2011, p. 90]. Sob essa taxa, o valor presente dos fluxos de caixa descontados - a partir do ano 1 - se iguala ao investimento inicial. O valor da TIR é determinado de forma iterativa e no caso deste trabalho foi utilizado o programa Microsoft Excel.

A análise da atratividade de um investimento por meio da TIR é feita comparando-a com a TMA. A TIR pode ser interpretada como a taxa de remuneração do capital aplicado. Portanto, se a TIR é maior que a TMA, o investimento é economicamente atrativo. Porém, se a TIR é menor que a TMA, então o investimento não é atrativo economicamente.

3.1.2.5. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Alguns dos parâmetros de entrada utilizados na formação do fluxo de caixa, como a TMA e tarifa cobrada pela CEB podem variar ao longo do tempo. O investimento inicial nos projetos de sistemas fotovoltaicos também pode variar com o passar dos anos, e ainda pode apresentar diferenças quando comparado àquele estimado.

Todas essas variações nos parâmetros de entradas também acarretam em mudanças nos indicadores de viabilidade econômica, que são as saídas do fluxo de caixa. A análise de sensibilidade estuda o quanto um parâmetro de saída do fluxo de caixa é suscetível à variação de determinado parâmetro de entrada.

A análise feita neste trabalho buscou averiguar a sensibilidade do VPL, do tempo de retorno e da TIR em relação às variações do investimento inicial, da TMA e da tarifa cobrada pela CEB. Foram realizadas as análises de sensibilidade listadas a seguir:

- VPL vs Investimento Inicial
- Tempo de Retorno vs Investimento Inicial
- TIR vs Investimento Inicial
- VPL vs TMA
- Tempo de Retorno vs TMA
- VPL vs Tarifa da CEB
- Tempo de Retorno vs Tarifa da CEB
- TIR vs Tarifa da CEB

3.2. MATERIAIS

3.2.1. MATLAB

O MATLAB é um programa computacional criado para realizar cálculos envolvendo matrizes e operações numéricas, em geral. Possui recursos adicionais que permitem ao usuário, por exemplo, ler informações contidas em arquivos numéricos, visualizar dados graficamente e programar em linguagem simples.

O MATLAB possui também uma grande biblioteca de funções. O usuário pode modificar essas funções – o que não é recomendável – e se preferir, pode criar sua própria função e incorporá-la à biblioteca do programa.

Neste trabalho, o MATLAB foi utilizado na avaliação do recurso solar, na definição do arranjo elétrico e na simulação da geração dos sistemas fotovoltaicos. A maioria das funções utilizadas nas etapas citadas acima é baseada em modelos desenvolvidos de forma colaborativa pelo PVMPC e disponibilizados gratuitamente para *download* pela SNL.

3.2.2. SKETCH UP

O SketchUp é um programa utilizado para a construção de modelos 3D. Neste trabalho, ele foi usado para realizar o estudo de sombreamento, bem como para simular a disposição física dos módulos sobre as construções escolhidas para receber os projetos demonstrativos. O programa permite ainda detalhar os modelos com aplicação de texturas e cores às faces, rotacionar os objetos, medir comprimentos, entre outros recursos, como o georreferenciamento, por exemplo.

O georreferenciamento é um recurso do programa que foi utilizado para importar para o modelo a área contendo as instalações do COP. Junto com essa área foram importadas informações como latitude e longitude do local, assim como a direção norte da região. Essas informações, quando utilizadas juntas com a ferramenta *Shadows* do SketchUp, permitem avaliar o sombreamento existente sobre as edificações de interesse em dias e horários específicos do ano.

3.2.3. LUCID CHART

O Lucid Chart é uma plataforma *online* usada para a elaboração de fluxogramas e mapas mentais. Foi utilizado na construção dos fluxogramas que aparecem ao longo deste trabalho, para facilitar o entendimento do leitor sobre o desenvolvimento do conteúdo mostrado ao longo de cada seção.

3.2.4. MICROSOFT EXCEL

O Microsoft Excel é um programa de planilhas que possibilita ao usuário trabalhar com operações matemáticas entre as células, construir gráficos e tabelas, entre outros recursos. Neste trabalho, o programa foi utilizado na análise econômica: nele foram elaborados os fluxos de caixa e partir destes, os indicadores de viabilidade – VPL, TIR, e tempo de retorno – puderam ser determinados.

O Microsoft Excel também foi bastante usado na análise de sensibilidade, pois as fórmulas foram inseridas nas células das planilhas de forma que, ao se inserir novos dados de entrada, os novos resultados já apareciam na tela do programa quase que instantaneamente. Além disso, todos os gráficos da análise de sensibilidade foram construídos no Microsoft Excel.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção são apresentadas as informações necessárias para simular e avaliar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos, quanto à geração de energia: resultados da avaliação do recurso solar, os painéis e inversores fotovoltaicos escolhidos, o arranjo elétrico dos painéis e a quantificação das perdas. Por fim, na análise econômica, são demonstradas a estimativa do investimento inicial, a formação do fluxo de caixa e a análise de sensibilidade.

4.1. PROJETO TÉCNICO

4.1.1. AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR

Os resultados mais importantes, quando se trata da avaliação do recurso solar para um projeto de sistema fotovoltaico, estão relacionados aos níveis de irradiância e irradiação. Os arquivos do SONDA e os modelos do PVPMC trabalham com três tipos de irradiância – direta normal (G_N), difusa horizontal (G_{DIF}) e global horizontal (G). Apesar da componente difusa da radiação solar participar do cálculo da radiação incidente no painel, ela não é tratada nesta seção, pois não é comum utilizá-la para comparar o recurso solar de dois locais diferentes, por exemplo.

Por mais que as simulações do desempenho dos geradores solares sejam feitas considerando os dados de cada uma das 8760 horas do ano, é mais interessante, nesta etapa, comparar os níveis médios de irradiação solar diária durante cada mês.

Com esse intuito, foi desenvolvido uma rotina no MATLAB para agilizar o processo de obtenção das médias mensais dos valores de irradiação por dia. A rotina, mostrada em detalhes no Apêndice VI, também contém instruções para elaboração de dois gráficos do tipo barra, contendo essas informações.

Além da média aritmética simples (\bar{x}), foi utilizado o conceito de desvio padrão (σ) para avaliar o grau de dispersão dos dados – quanto menor o desvio padrão, menos os dados estão dispersos.

Nos gráficos resultantes, além dos valores das médias mensais, são exibidas barras de erro. Cada barra de erro tem como valor mínimo a diferença entre a média aritmética simples e o desvio padrão populacional ($\bar{x} - \sigma$), e como valor máximo a soma da média aritmética simples e o desvio padrão populacional ($\bar{x} + \sigma$). O intervalo delimitado pela barra de erro indica o intervalo de valores no qual a informação mostrada costuma variar.

O primeiro gráfico exibido – Gráfico 4.1 – tem como informação a média mensal de irradiação global horizontal por dia (H /dia). O segundo – Gráfico 4.2 – mostra as médias mensais de irradiação direta normal por dia (H_N /dia).

Gráfico 4.1 – Médias mensais de irradiação global horizontal por dia

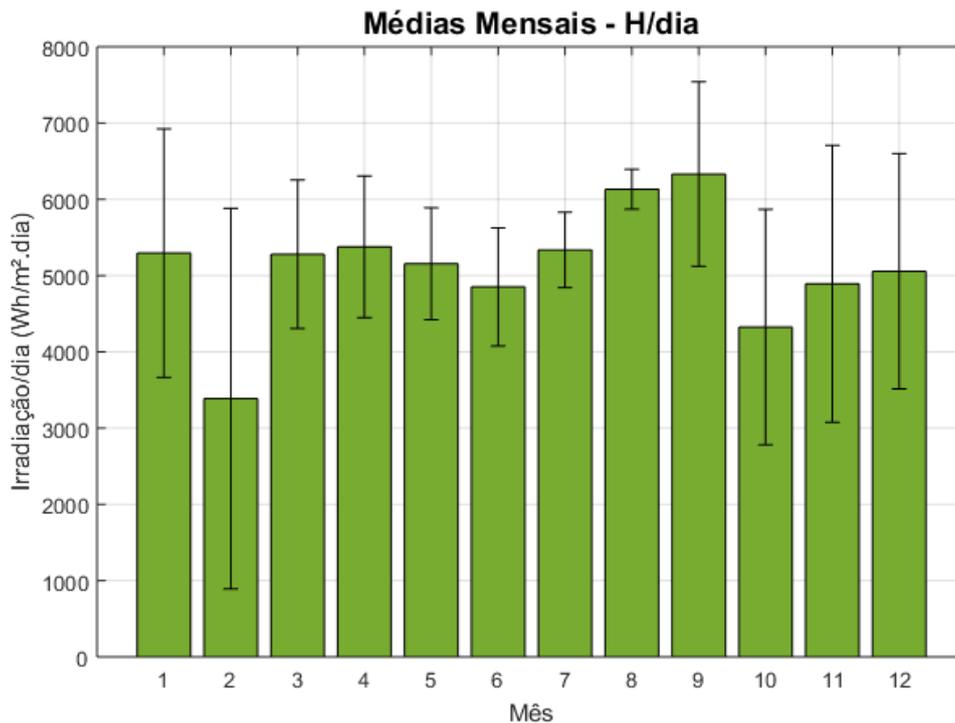
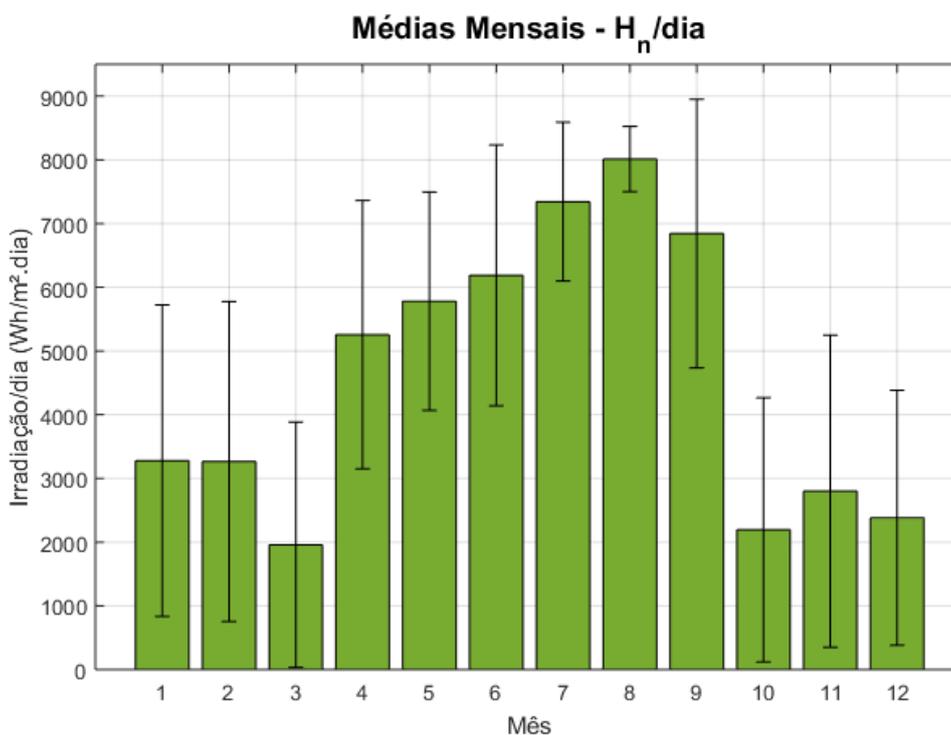


Gráfico 4.2 – Médias mensais de irradiação direta normal por dia



Os valores usados na elaboração dos Gráficos 4.1 e 4.2 são mostrados na Tabela 4.1. Além disso, foram calculados a média anual e o desvio padrão anual dos valores de irradiação – global horizontal e direta normal – por dia, com as informações dos 12 meses. Esses resultados também são exibidos na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Médias mensais de irradiação - global horizontal e direta normal - por dia
no ano de 2011

	H [kWh/m ² .dia]				H _N [kWh/m ² .dia]			
	\bar{x}	σ	$\bar{x} + \sigma$	$\bar{x} - \sigma$	\bar{x}	σ	$\bar{x} + \sigma$	$\bar{x} - \sigma$
Janeiro	5,2945	1,6294	6,9239	3,6651	3,2781	2,4452	5,7233	0,8329
Fevereiro	3,3868	2,4950	5,8818	0,8918	3,2657	2,5121	5,7778	0,7536
Março	5,2800	0,9732	6,2532	4,3068	1,9592	1,9251	3,8843	0,0341
Abril	5,3773	0,9289	6,3062	4,4484	5,2566	2,1041	7,3607	3,1525
Mai	5,1558	0,7325	5,8883	4,4233	5,7811	1,7125	7,4936	4,0686
Junho	4,8518	0,7745	5,6263	4,0773	6,1867	2,0460	8,2327	4,1407
Julho	5,3364	0,4939	5,8303	4,8425	7,3436	1,2459	8,5895	6,0977
Agosto	6,1319	0,2605	6,3924	5,8714	8,0128	0,5111	8,5239	7,5017
Setembro	6,3302	1,2098	7,5400	5,1204	6,8431	2,1080	8,9511	4,7351
Outubro	4,3246	1,5438	5,8684	2,7808	2,1937	2,0742	4,2679	0,1195
Novembro	4,8912	1,8155	6,7067	3,0757	2,8003	2,4488	5,2491	0,3515
Dezembro	5,0563	1,5429	6,5992	3,5134	2,3829	2,0011	4,3840	0,3818
2011	5,1181	0,7317	5,8498	4,3864	4,6087	2,1015	6,7102	2,5072

Quanto à irradiação global horizontal, percebe-se que os meses de agosto e setembro são os que apresentam as maiores médias por dia – 6,1319 kWh/m².dia e 6,3302 kWh/m².dia, respectivamente. As menores médias foram registradas nos meses de fevereiro (3,3868 kWh/m².dia) e outubro (4,3246 kWh/m².dia).

Os demais meses apresentam valores próximos entre si, todos variando em torno de 5 kWh/m².dia. Como consequência disso, a média de irradiação global horizontal por dia no ano de 2011 ficou em 5,1181 kWh/m².dia, com um desvio padrão de 0,7317 kWh/m².dia.

Em relação à irradiação direta normal por dia, as médias dos meses entre abril e setembro são todas superiores a 5 kWh/m².dia e foram consideravelmente maiores que as médias dos demais meses, que apresentaram valores menores que 3,5 kWh/m².dia. Como resultado disso, a média de irradiação direta normal por dia em 2011 foi de 4,6087 kWh/m².dia e o desvio padrão ficou em 2,1015 kWh/m².dia.

Os resultados obtidos foram comparados às médias mensais utilizadas pelo LABREN na confecção da segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar, disponíveis no *website* do laboratório. Os dados comparados são mostrados nas Tabelas 4.2 e 4.3. O LABREN é integrante do CCST, que por sua vez é vinculado ao INPE. As informações utilizadas no Atlas são provenientes de dados de satélites que compreendem uma série histórica maior do que 17 anos [LABREN-CCST-INPE, 2017, p. 8] e só não foram usadas nas demais etapas deste trabalho, porque são referentes às médias mensais, enquanto que a simulação da geração de energia foi feita hora a hora.

Tabela 4.2 – Comparação entre os resultados obtidos e os dados do LABREN para irradiação global horizontal

H [kWh/m ² .dia]	RESULTADOS OBTIDOS (FONTE: SONDA)	DADOS DO ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR (FONTE: LABREN)	DIFERENÇA PERCENTUAL
MÊS			
Janeiro	5,2945	5,554	-4,67%
Fevereiro	3,3868	5,783	-41,44%
Março	5,2800	5,179	1,95%
Abril	5,3773	5,087	5,71%
Mai	5,1558	4,924	4,71%
Junho	4,8518	4,793	1,23%
Julho	5,3364	5,096	4,72%
Agosto	6,1319	5,979	2,56%
Setembro	6,3302	5,838	8,43%
Outubro	4,3246	5,636	-23,27%
Novembro	4,8912	5,163	-5,26%
Dezembro	5,0563	5,517	-8,35%
Média Anual	5,1181	5,379	-4,85%

Tabela 4.3 – Comparação entre os resultados obtidos e os dados do LABREN para irradiação direta normal

H _n [kWh/m ² .dia]	RESULTADOS OBTIDOS (FONTE: SONDA)	DADOS DO ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR (FONTE: LABREN)	DIFERENÇA PERCENTUAL
MÊS			
Janeiro	3,2781	4,013	-18,31%
Fevereiro	3,2657	4,513	-27,64%
Março	1,9592	3,976	-50,72%
Abril	5,2566	5,095	3,17%
Mai	5,7811	6,050	-4,44%
Junho	6,1867	6,403	-3,38%
Julho	7,3436	6,708	9,48%
Agosto	8,0128	7,496	6,89%
Setembro	6,8431	5,754	18,93%
Outubro	2,1937	4,615	-52,47%
Novembro	2,8003	3,296	-15,04%
Dezembro	2,3829	3,772	-36,83%
Média Anual	4,6087	5,141	-10,35%

Quanto à irradiância global horizontal, observa-se que o valor absoluto da diferença percentual não é maior do que 10%, com exceção dos meses de fevereiro e outubro. O resultado da validação de dados feita pelo SONDA mostra que, desconsiderando os dados perdidos, todos os dados referentes à irradiância global horizontal foram aprovados, inclusive em fevereiro e outubro – ver Anexo I. Por isso, acredita-se que possivelmente os meses de fevereiro e outubro de 2011 foram atípicos quanto à irradiância global horizontal.

Os valores absolutos das diferenças percentuais da irradiância direta normal são maiores. A irradiância direta normal varia bastante com a presença de nuvens no céu, o que de certa forma não se pode determinar nem prever com precisão.

Deve ser lembrado também que entre todas as informações contidas nos arquivos de 2011 do SONDA e utilizadas neste trabalho, a irradiância direta normal foi a que apresentou maior porcentagem de dados suspeitos, especialmente em janeiro, fevereiro, março, outubro, novembro e dezembro – seis dos sete meses que apresentaram os maiores valores absolutos de diferença percentual –, conforme pode ser visto no Anexo I. Esses dados foram utilizados nos cálculos para determinar a média mensal de irradiação direta normal por dia e interferiram nos resultados dos meses citados, sendo uma possível causa das distorções observadas.

No geral, os resultados obtidos da análise dos dados climáticos são satisfatórios e por isso, foram utilizados nas demais seções deste trabalho. Eles também mostram que Brasília é uma cidade que recebe bons níveis de irradiação solar ao longo do ano, reforçando que a cidade é um local indicado para se investir em sistemas fotovoltaicos.

4.1.2. ESCOLHA DOS PROJETOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos podem ser aproveitados não só para geração de energia, mas também como elementos construtivos que podem ser incorporados às edificações de diversas maneiras: sobre telhados, coberturas, fachadas verticais e como elementos sombreadores, por exemplo [ZILLES, 2012, p. 60].

Pensando não somente no aspecto técnico, mas também na questão da visibilidade, foram consideradas várias possibilidades de projetos-vitrine com aplicabilidade aos COPs, que utilizassem os painéis como elementos construtivos das edificações.

Também foi estabelecido que os projetos considerados não poderiam estar permanentemente expostos ao sombreamento. Vale lembrar que, além de grandes estruturas como os ginásios e quadras poliesportivas cobertas, os COPs possuem muitos postes de iluminação, que possibilitam a realização de atividades à noite, mas que fazem sombras em certas áreas dos COPs durante boa parte do dia.

Após analisar as diversas possibilidades consideradas, três delas atenderam aos critérios técnicos e, principalmente, de visibilidade, e por isso foram escolhidas para que tivessem os respectivos projetos dimensionados e para que o desempenho e a viabilidade financeira de cada uma fossem avaliados:

SFV sobre a academia ao ar livre

Os COPs possuem aparelhos voltados tanto para o alongamento e aquecimento do corpo, quanto para a musculação. Juntos eles formam as chamadas academias ao ar livre. O objetivo é dimensionar um sistema fotovoltaico que possa ser instalado acima desses espaços, para que além de converter energia solar em energia elétrica, possam fazer sombra sobre os aparelhos, de forma que a prática de atividades físicas nesses locais seja mais agradável, devido ao aumento do conforto térmico nas horas mais quentes do dia e à proteção contra chuvas, por exemplo. Os aparelhos e a área ocupada pela academia ao ar livre variam de COP para COP.

SFV na cobertura da quadra poliesportiva coberta

Todos os COPs possuem pelo menos um ginásio ou uma quadra poliesportiva coberta. Em muitos desses espaços, já existem coletores que utilizam a energia solar para aquecer água. Porém, em nenhum deles há sistemas fotovoltaicos. Na maioria dos COPs, essas construções possuem cobertura com inclinação das faces fixa. Nos demais COPs, elas possuem coberturas curvas, ou seja, com inclinações variáveis. É para esse último tipo de cobertura que o projeto foi dimensionado.

A cobertura curva foi escolhida porque é mais visível do que a cobertura de inclinação fixa, o que vai ao encontro dos objetivos deste trabalho. Ao todo, quatro COPs possuem construções com cobertura curva – duas em cada COP. A primeira é o ginásio coberto, que já tem um sistema de aquecimento de água com energia solar. Por isso, o sistema fotovoltaico foi dimensionado sobre a cobertura curva da segunda construção, a quadra poliesportiva coberta.

É importante dizer que as dimensões das quadras e ginásios variam muito pouco de COP para COP, e assim, um sistema fotovoltaico projetado para a cobertura da quadra coberta de um COP pode ser facilmente replicado nos outros três, respeitando as variações de desempenho decorrentes da mudança de azimute e eventual sombreamento.

SFV no prédio da administração

Todos os COPs também possuem um prédio que abriga a administração do local. A ideia é projetar um sistema fotovoltaico com os painéis orientados na vertical sobre as fachadas dessa construção. Assim como no caso das quadras poliesportivas cobertas, as dimensões do prédio da administração são muito parecidas em pelo menos dez COPs. Dessa forma, o gerador solar projetado para o prédio da administração de um COP tem grande replicabilidade nos demais COPs.

A Figura 4.1 ilustra a localização das instalações escolhidas para receber os projetos fotovoltaicos demonstrativos em um dos COPs.

Figura 4.1 – Exemplo da localização das construções escolhidas para receber os SFVs (COP da Estrutural)



Fonte: Google Maps (modificado)

O SFV sobre a academia ao ar livre pode ser caracterizado como um Sistema Fotovoltaico Integrado à Edificação (SFIE). Tanto o SFV da quadra poliesportiva coberta, quanto o SFV do prédio da administração são classificados como um Sistema Fotovoltaico Aplicado à Edificação (SFAE).

Por mais que SFIE e SFAE sejam ideias parecidas, a diferença é que em um SFAE, os painéis são instalados sobre estruturas já existentes, como telhados e paredes. Já que os SFVs da quadra poliesportiva coberta e do prédio da administração serão instalados sobre a cobertura e fachadas que já estão construídas, eles são classificados como SFAEs.

Nos SFIEs, os painéis fotovoltaicos devem substituir e desempenhar o papel de outro produto da construção, exercendo duas ou mais funções que agreguem valor à estrutura [BALFOUR, 2016, p. 56]. No caso da academia ao ar livre, o SFV além de gerar energia elétrica, estará funcionando também como uma cobertura que ainda não há no local, e por isso é um SFIE.

4.1.3. ESCOLHA DO COP

Nesta seção são apresentadas as razões que levaram à escolha do COP que melhor atende aos três projetos propostos. O primeiro critério adotado para a escolha do COP foi a existência ou não de estruturas físicas para a instalação dos SFVs considerados. Como visto na seção anterior, um dos SFVs será projetado para ser instalado sobre a cobertura curva do ginásio poliesportivo. Dos 12 COPs, quatro possuem ginásios esportivos com cobertura curva: COP da Ceilândia (Setor O), COP da Estrutural, COP de Samambaia e COP de São Sebastião. Esses quatro COPs também possuem academia ao ar livre e prédio da administração.

O segundo critério adotado foi a exposição ou não a sombreamento permanente. Considerou-se como sombreamento permanente aquele existente durante grande parte dia, na maioria dos meses do ano e decorrente de construções presentes na vizinhança dos espaços onde seriam instalados os SFVs. Esse critério somente não foi aplicado às quadras poliesportivas cobertas, porque as coberturas curvas estão a uma altura suficientemente grande para evitar sombreamento permanente.

Nenhum dos quatro COPs mostra sombreamento permanente no prédio da administração. No entanto, dois deles – COP da Ceilândia (Setor O) e COP de São Sebastião – apresentam sombreamento permanente sobre a academia ao ar livre, que, em ambos os COPs, está muito próxima ao ginásio coberto – a localização mais precisa dessas estruturas nos COPs citados pode ser vista no Apêndice I.

Sobraram, portanto, dois COPs – COP da Estrutural e COP de Samambaia. Ambos os COPs atendem aos critérios previamente estabelecidos. Porém, conforme pode ser visto no Apêndice I, a metade voltada para o leste da cobertura da quadra poliesportiva do COP da Estrutural está virada para uma área pouco movimentada e pequena, que abrange somente uma calçada e parte do ginásio poliesportivo coberto.

Por outro lado, as metades da cobertura da quadra poliesportiva do COP de Samambaia estão voltadas para áreas maiores e mais movimentadas. Pensando na visibilidade, optou-se por fazer os projetos dos SFVs para o COP de Samambaia.

Os azimutes das construções de interesse no COP de Samambaia são mostrados na Tabela 4.4 e na Figura 4.2.

Tabela 4.4 – Azimutes (γ) das construções de interesse no COP de Samambaia

SFV	γ
Academia ao ar livre	4°
Quadra poliesportiva coberta	4°
Prédio da administração	-26°

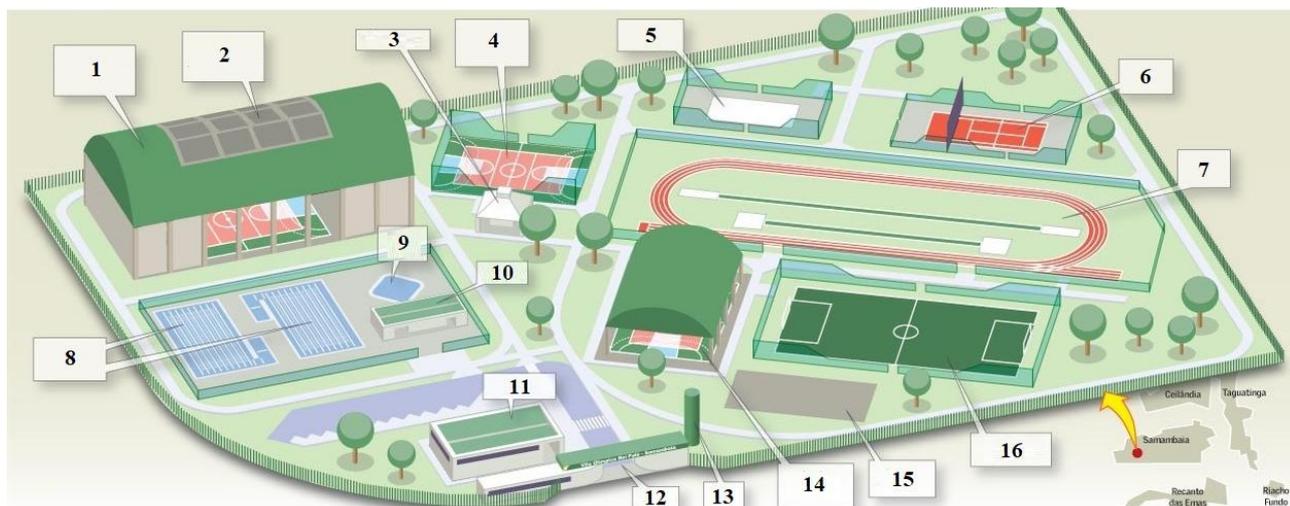
Figura 4.2 – Azimutes das construções de interesse no COP de Samambaia



Fonte: Google Maps (modificado)

Como visto ao longo deste texto, o COP de Samambaia tem todas as condições estruturais para receber os SFVs propostos neste trabalho, além de apresentar condições técnicas e de visibilidade desejáveis. As instalações do COP de Samambaia (que são comuns aos demais COPs, em geral) são mostradas pelo infográfico da Figura 4.3 e descritas pela Tabela 4.5.

Figura 4.3 – Infográfico do COP de Samambaia



Fonte: Cícero Lopes, designer gráfico e ilustrador – Vila olímpica da Samambaia DF. Disponível em <<http://ciceroart.blogspot.com.br/2009/10/>>. Acesso em 18 fev 18 (modificado).

Tabela 4.5 – Legenda da Figura 4.3

Nº	DESCRIÇÃO	Nº	DESCRIÇÃO
1	Ginásio poliesportivo coberto	9	Piscina infantil
2	Placas para aquecer a água da piscina	10	Vestiários
3	Churrasqueira	11	Administração
4	Quadra poliesportiva descoberta	12	Entrada
5	Quadra de areia	13	Caixa d'água
6	Quadra de tênis	14	Quadra poliesportiva coberta
7	Pista de atletismo	15	Lazer e musculação
8	Piscinas semiolímpicas	16	Campo de grama sintética

4.1.4. ESTIMATIVA DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Analisando as contas de energia que foram disponibilizadas, nota-se que os COPs são alimentados pela CEB em média tensão (13,8 kV) e por essa razão são classificados como consumidores do grupo A, subgrupo A4 (nível de tensão entre 2,3 kV e 25 kV) [PROCEL, 2011, p. 10].

A tarifa dos consumidores do grupo A é dita binômica, pois é composta basicamente por uma parcela referente à energia elétrica consumida em [kWh] e outra correspondente à demanda contratada em [kW] [PROCEL, 2011, p. 9].

As tarifas de energia dos COPs ainda podem ser classificadas como pertencentes à modalidade horazonal verde, em que as tarifas de consumo no período seco – maio a novembro – são mais caras que as tarifas do período úmido - demais meses do ano [PROCEL, 2011, p. 12].

Além disso, para esse subgrupo, há uma diferença na tarifa cobrada pela energia em função do horário em que ela foi utilizada: a tarifa cobrada pela energia consumida na ponta – horário de maior demanda à concessionária, que no caso da CEB compreende o período entre 18:00 e 21:00 de dias úteis – é mais cara do que a tarifa da energia consumida fora de ponta [MPOG, 2015, p. 11].

Foram disponibilizadas as contas de energia do COP de São Sebastião dos meses de fevereiro a outubro de 2017. Porém, as contas dos meses de agosto e setembro apresentaram consumo muito inferior ao que foi observado nos demais meses, e por isso não foram consideradas nessa análise. Os valores finais das faturas, os consumos e as tarifas aplicadas nos períodos de ponta e fora de ponta são mostrados nas Tabelas 4.6 e 4.7, respectivamente.

Tabela 4.6 – Detalhamento do consumo de energia elétrica no COP de São Sebastião para o período de ponta

CONSUMO NO COP DE SÃO SEBASTIÃO					
MÊS	VALOR TOTAL [R\$]	PONTA			
		ENERGIA [kWh]	TARIFA [R\$/kWh]	VALOR [R\$]	% DO VALOR TOTAL
Fevereiro	19.448,70	3.989	1,2828842	5.117,43	26,31%
Março	19.191,17	4.512	1,3001278	5.866,18	30,57%
Abril	18.571,68	4.118	1,2829442	5.283,16	28,45%
Maiο	24.068,51	5.656	1,3194543	7.462,83	31,01%
Junho	19.847,99	4.534	1,2551650	5.690,92	28,67%
Julho	20.282,74	4.700	1,3070366	6.143,07	30,29%
Agosto	10.552,56				
Setembro	14.290,41				
Outubro	20.884,88	4.539	1,3356046	6.062,31	29,03%
Novembro	19.448,70	3.989	1,2828842	5.117,43	26,31%
\bar{x}			1,2976024		29,19%
σ			0,0246387		1,49%

Tabela 4.7 – Detalhamento do consumo de energia elétrica no COP de São Sebastião para o período fora de ponta

CONSUMO NO COP DE SÃO SEBASTIÃO					
MÊS	VALOR TOTAL [R\$]	FORA DE PONTA			
		ENERGIA [kWh]	TARIFA [R\$/kWh]	VALOR [R\$]	% DO VALOR TOTAL
Fevereiro	19.448,70	23.997	0,4547410	10.912,42	56,11%
Março	19.191,17	21.033	0,4745765	9.981,77	52,01%
Abril	18.571,68	20.077	0,4575105	9.185,44	49,46%
Maiο	24.068,51	26.850	0,4843990	13.006,11	54,04%
Junho	19.847,99	24.875	0,4399361	10.943,41	55,14%
Julho	20.282,74	22.270	0,4754517	10.588,31	52,20%
Agosto	10.552,56				
Setembro	14.290,41				
Outubro	20.884,88	22.449	0,4768002	10.703,69	51,25%
Novembro	19.448,70	23.997	0,4547410	10.912,42	56,11%
\bar{x}			0,4662021		52,89%
σ			0,0146187		2,15%

Analisando as Tabelas 4.6 e 4.7, observa-se que, em média, 52,89% do valor da conta de energia do COP em questão é referente ao consumo de energia elétrica no período fora de ponta, enquanto que 29,19% corresponde ao consumo na ponta. No período examinado, as médias das tarifas praticadas foram de 0,4662021 R\$/kWh para o período fora de ponta e de 1,2976024 R\$/kWh para a ponta.

O consumo de energia do COP de Samambaia não é conhecido, mas os valores totais das faturas são. Com base nas faturas detalhadas do COP de São Sebastião e nas informações das Tabelas 4.6 e 4.7, foi considerado que o valor gasto com o uso de energia na ponta é 30% do valor total das faturas do COP de Samambaia e que o consumo de energia fora de ponta é responsável por 50% do valor da conta – os 20% restantes da fatura são referentes ao custo da demanda contratada e de eventual consumo de energia reativa excedente. Utilizando as tarifas médias das Tabelas 4.6 e 4.7, o consumo de energia elétrica no COP de Samambaia pôde finalmente ser estimado e os resultados são apresentados nas Tabelas 4.8 e 4.9.

A estimativa diz que o consumo de energia elétrica mensal do COP de Samambaia varia em torno de 33.217 kWh – 5.891 kWh na ponta e 27.326 kWh fora de ponta. O consumo anual foi estimado em 70.690 kWh na ponta e 327.915 kWh fora de ponta, totalizando 398.605 kWh.

Tabela 4.8 – Estimativa do consumo de energia elétrica no COP de Samambaia para o período de ponta

ESTIMATIVA DO CONSUMO NO COP DE SAMAMBAIA			
MÊS	VALOR TOTAL [R\$] (CONHECIDO)	PONTA (TARIFA = 1,2976024 R\$/kWh)	
		VALOR [R\$] (ESTIMADO)	CONSUMO [kWh] (ESTIMADO)
Janeiro/2018	23.742,71	7.122,81	5.489
Fevereiro/2017	25.034,13	7.510,24	5.788
Março/2017	18.609,92	5.582,98	4.303
Abril/2017	24.778,86	7.433,66	5.729
Maió/2017	28.117,04	8.435,11	6.501
Junho/2017	20.930,65	6.279,20	4.839
Julho/2017	26.642,86	7.992,86	6.160
Agosto/2017	29.593,31	8.877,99	6.842
Setembro/2017	30.704,21	9.211,26	7.099
Outubro/2017	27.500,09	8.250,03	6.358
Novembro/2017	26.975,74	8.092,72	6.237
Dezembro/2017	23.120,43	6.936,13	5.345
\bar{x}			5.891
Σ			70.690

Tabela 4.9 – Estimativa do consumo de energia elétrica no COP de Samambaia
para o período fora de ponta

ESTIMATIVA DO CONSUMO NO COP DE SAMAMBAIA			
MÊS	VALOR	F. DE PONTA (TARIFA = 0,4662021 R\$/kWh)	
	TOTAL [R\$] (CONHECIDO)	VALOR [R\$] (ESTIMADO)	CONSUMO [kWh] (ESTIMADO)
Janeiro/2018	23.742,71	11.871,36	25.464
Fevereiro/2017	25.034,13	12.517,07	26.849
Março/2017	18.609,92	9.304,96	19.959
Abril/2017	24.778,86	12.389,43	26.575
Mai/2017	28.117,04	14.058,52	30.155
Junho/2017	20.930,65	10.465,33	22.448
Julho/2017	26.642,86	13.321,43	28.574
Agosto/2017	29.593,31	14.796,66	31.739
Setembro/2017	30.704,21	15.352,11	32.930
Outubro/2017	27.500,09	13.750,05	29.494
Novembro/2017	26.975,74	13.487,87	28.931
Dezembro/2017	23.120,43	11.560,22	24.797
\bar{x}			27.326
Σ			327.915

4.1.5. MODELAGEM 3D

Foram abordados na modelagem 3D, as edificações nas quais os SFVs serão instalados - academia ao ar livre, quadra poliesportiva coberta e prédio da administração – e as estruturas ou construções que são possíveis fontes de sombreamento a essas edificações – pórtico da entrada, ginásio poliesportivo coberto, caixa d'água, postes de luz, postes refletores e mastros para bandeira. A área importada pelo georreferenciamento é mostrada na Figura 4.4.

Figura 4.4 – Área importada para o SketchUp com as instalações do COP de Samambaia



O resultado da modelagem é apresentado na Figura 4.5 e comparado com a Figura 4.6.

Figura 4.5 – Modelagem 3D do COP de Samambaia

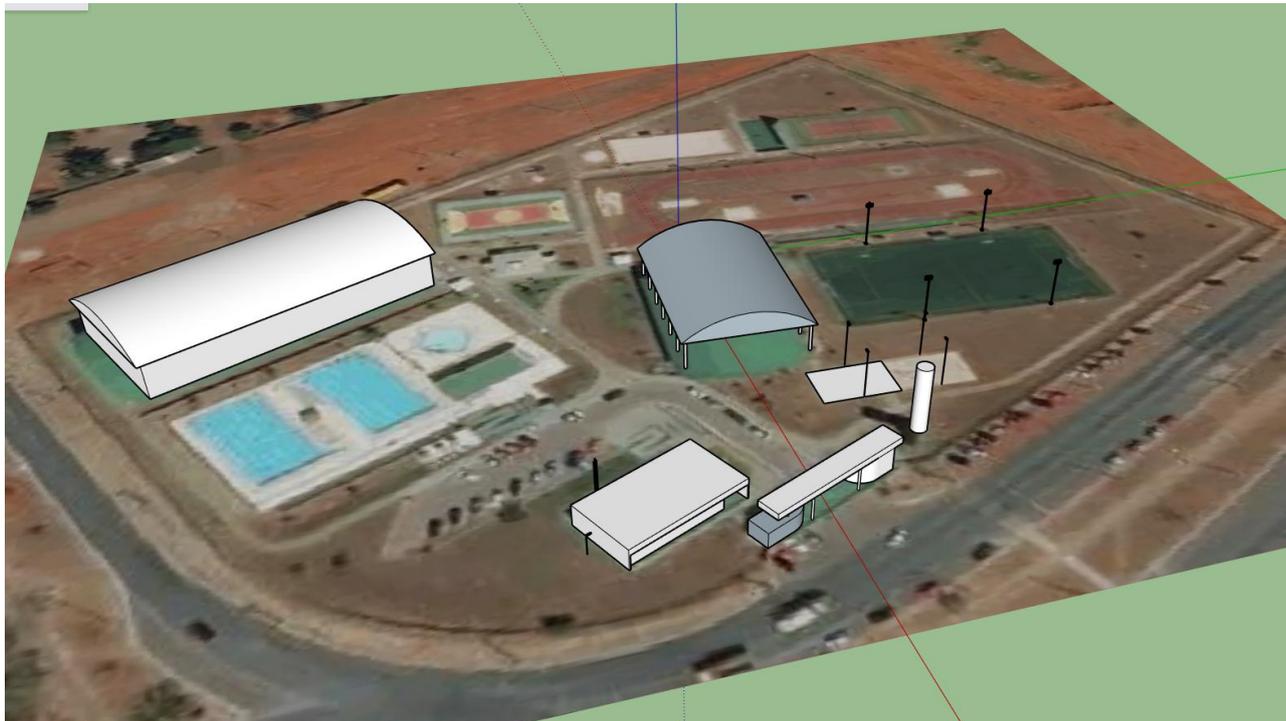


Figura 4.6 – Vista aérea do COP de Samambaia



Fonte: Google Maps

Entre todas as edificações que devem ser modeladas, somente a cobertura fotovoltaica sobre a academia ainda não existe. Para isso, foi necessário adotar alguns critérios na hora de modelá-la. Esses critérios e o resultado da modelagem da cobertura fotovoltaica são mostrados no Apêndice III.

4.1.6. ESTUDO DE SOMBREAMENTO

O estudo de sombreamento se faz importante para garantir que nas horas do dia com maior incidência de luz solar os módulos não estejam sombreados, o que afeta fortemente o desempenho do sistema como um todo.

O estudo de sombreamento foi feito para três horários diferentes – o primeiro às 8:00, o segundo às 12:00 e o terceiro às 16:00 – de dois dias distintos - 21 de junho, solstício de inverno no hemisfério sul, e 22 de dezembro, solstício de verão no hemisfério sul.

O primeiro estudo de sombreamento foi feito sobre a academia ao ar livre. Nas visitas ao COP, é fácil perceber que há dois postes de luz que indiscutivelmente fazem sombra sobre a academia durante a maior parte do dia, na configuração atual. Observando a orientação dos postes, percebe-se que eles têm como única função iluminar esse espaço, como exibido na Figura 4.7.

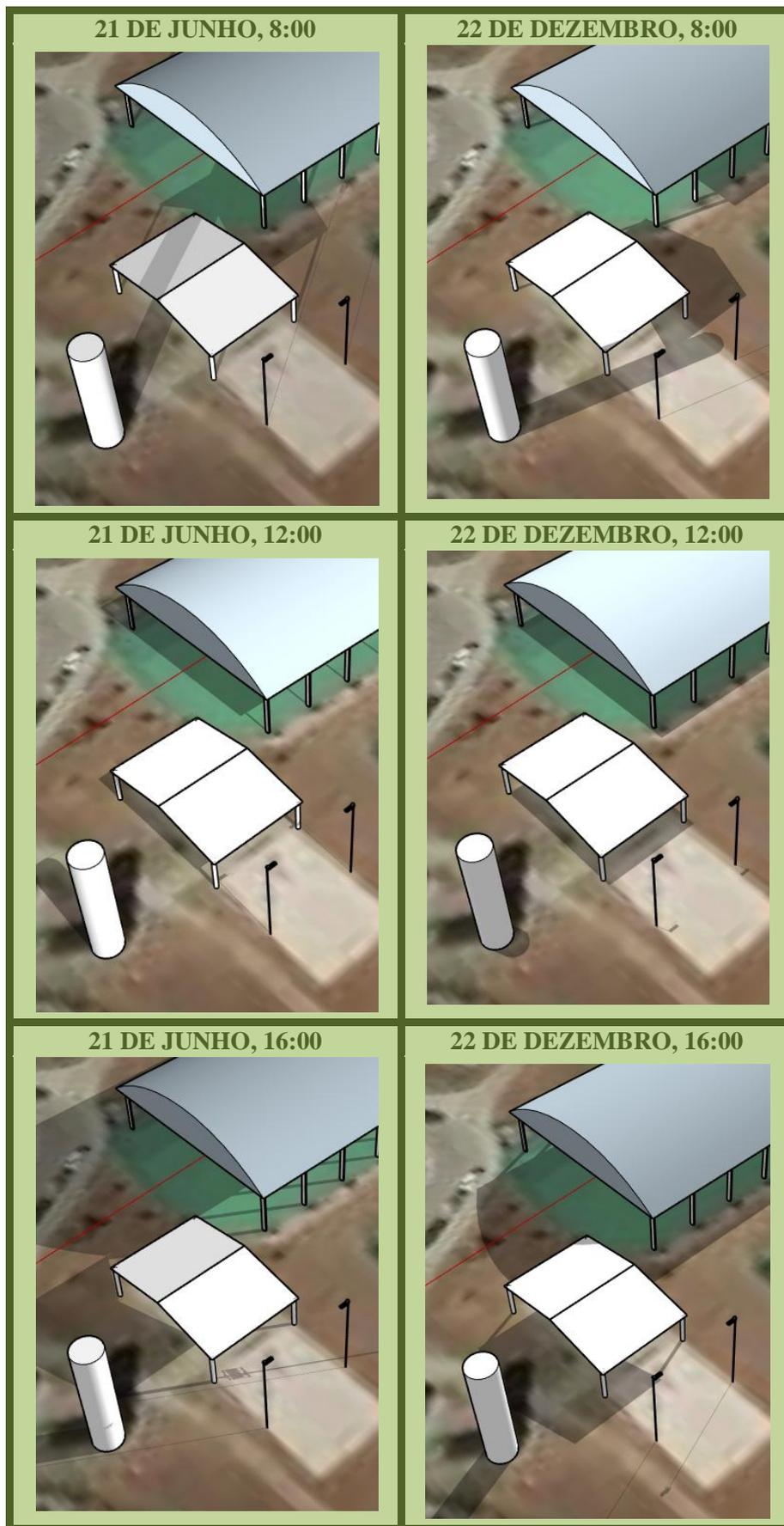
Figura 4.7 – Postes sobre a academia ao ar livre



Por essa razão, a medida sugerida e adotada neste trabalho, visando garantir um melhor desempenho na geração de energia elétrica pelo SFV, é substituir esses dois postes por um sistema de iluminação instalado sob a cobertura fotovoltaica.

Dito isso, o estudo de sombreamento seguiu, considerando as demais fontes de sombreamento sobre a academia. São elas: quadra poliesportiva coberta, caixa d'água, postes de luz do parque de areia infantil e um poste refletor do campo de grama sintética. As imagens desse estudo são mostradas na Figura 4.8:

Figura 4.8 – Estudo de sombreamento sobre a academia ao ar livre



É possível perceber sombreamento em áreas muito pequenas da cobertura às 8:00 do dia 22 de dezembro – na face voltada para o norte, devido à caixa d'água – e às 16:00 do mesmo dia – na face voltada para o sul, devido à quadra poliesportiva coberta. Sombreamento mais expressivo é notado às 8:00 do dia 21 de junho na face voltada para o sul, o que indica que durante o ano, a cobertura é mais suscetível a sombras causadas pela caixa d'água, no período da manhã.

Entretanto, o estudo mostra que, nas horas críticas (próximas às 12:00), a cobertura fotovoltaica está livre de sombras, o que é bastante positivo para o SFV, que deve ter uma redução percentual na geração de energia elétrica, devido ao sombreamento, bem pequena. Uma das soluções para evitar o efeito das sombras nos projetos é evitar posicionar os módulos em locais que reconhecidamente são afetadas por elas. Essa solução não foi adotada na cobertura fotovoltaica em razão do prejuízo visual que ela causaria.

O estudo de sombreamento não foi feito sobre a cobertura da quadra poliesportiva, porque ela está a uma altura suficientemente grande e a uma distância longa o bastante para evitar sombreamentos provenientes de outras estruturas do COP.

Assim como no caso da academia ao ar livre, no estudo de sombreamento do prédio da administração, também foi identificada uma estrutura que claramente é fonte constante de sombreamento no período da tarde. Essa estrutura é o conjunto de mastros de bandeira, que pode ser visto na Figura 4.9.

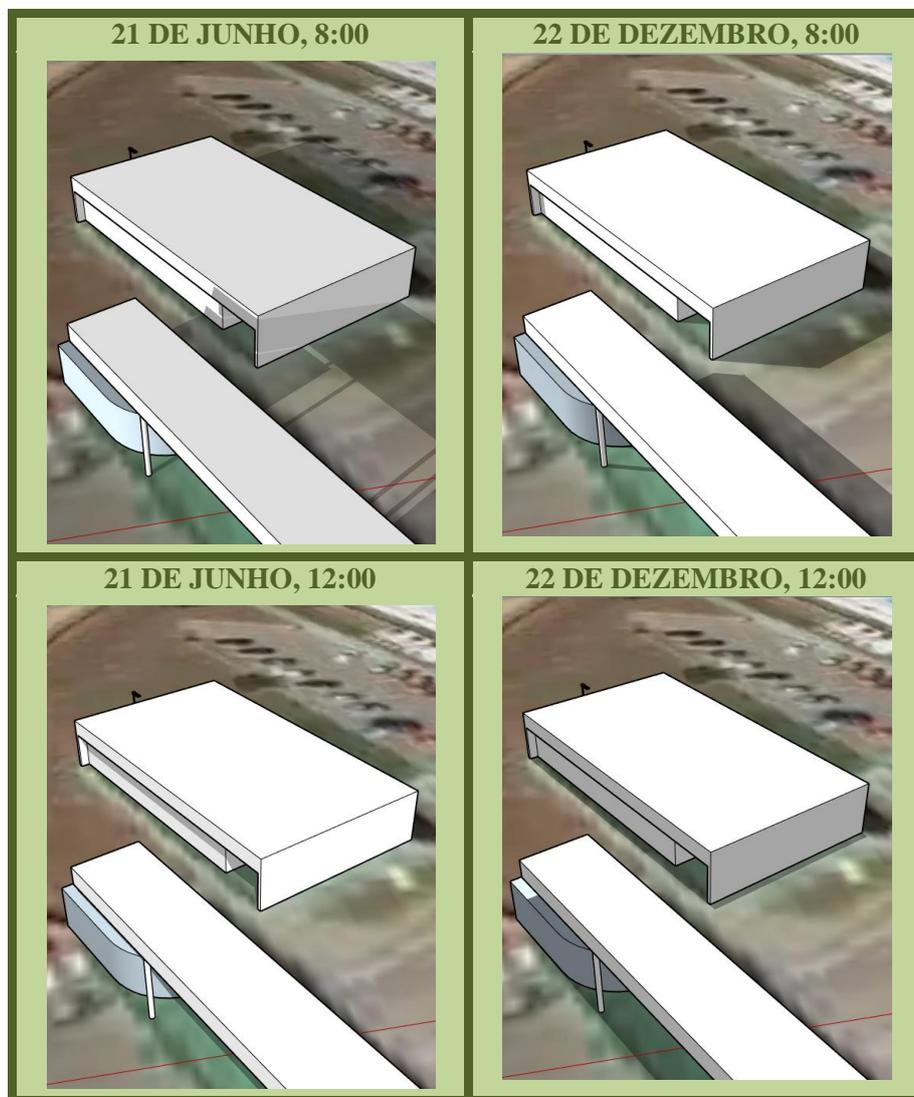
Figura 4.9 – Conjunto de mastros do prédio da administração



Nas últimas visitas realizadas ao COP de Samambaia, notou-se que o conjunto de mastros não estava sendo utilizado, isto é, não havia nenhuma bandeira hasteada. Assim, a ação sugerida e adotada neste trabalho, para garantir um melhor desempenho do SFV, é escolher outro local para a fixação dos mastros.

Prosseguindo o estudo, as outras estruturas que podem fazer sombra sobre o prédio da administração são: o pórtico de entrada e um poste de luz. Os primeiros resultados, relativos ao estudo de sombreamento causado pelo pórtico de entrada em duas fachadas do prédio da administração, são ilustrados na Figura 4.10.

Figura 4.10 – Estudo de sombreamento sobre as fachadas do prédio da administração



O pórtico de entrada está localizado a leste do prédio da administração, por isso o estudo de sombreamento só foi feito até 12:00, nesta etapa. Nota-se que o pórtico projeta sombras sobre as duas fachadas analisadas às 8:00 do dia 21 de junho. Nas demais horas avaliadas, não se observou sombreamento proveniente do pórtico nas fachadas.

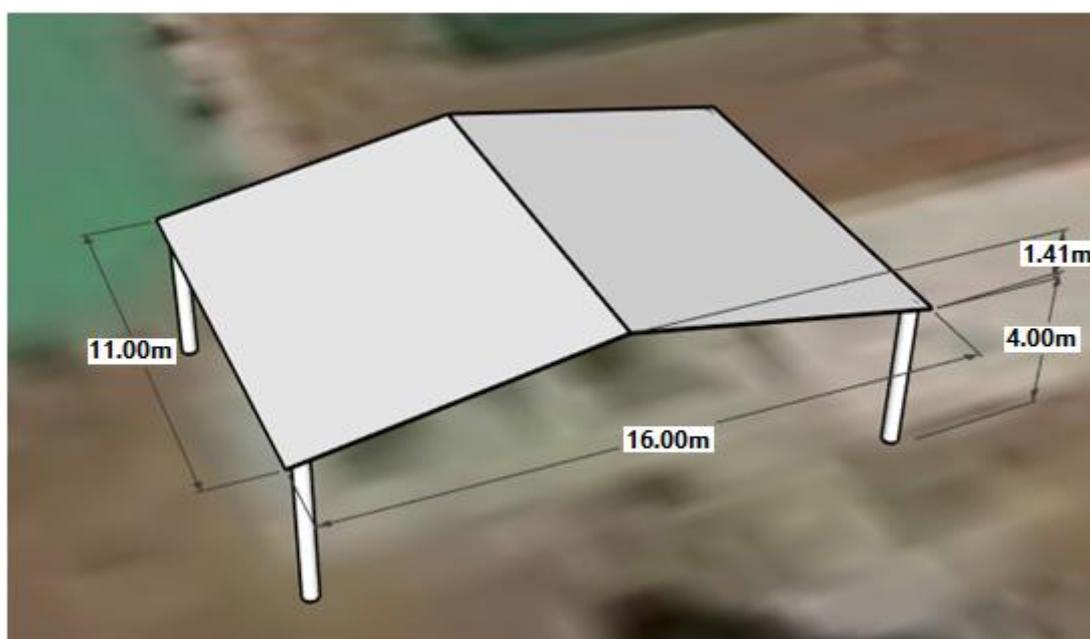
Por fim, seria analisado o sombreamento causado pelo poste de luz sobre a fachada lateral voltada para o sul. Porém, essa fachada está voltada para uma área pouco frequentada do COP. Além disso, um painel instalado na referida fachada teria azimute e inclinação bem desfavoráveis ao aproveitamento da energia solar ao longo do ano. Por essa razão, optou-se por não colocar painéis sobre essa fachada.

Para não haver prejuízo estético decorrente dessa decisão, poderiam ser inseridos sobre a fachada estruturas que simulassem os painéis fotovoltaicos e que, por mais que não contribuam com a geração de energia elétrica, têm custos de aquisição bem menores.

4.1.7. AVALIAÇÃO DA ÁREA DISPONÍVEL

A determinação da área disponível sobre a cobertura da academia ao ar livre, a cobertura da quadra poliesportiva e as fachadas do prédio da administração se baseou nos modelos dessas construções, feitos no programa SketchUp. A cobertura fotovoltaica e suas respectivas dimensões são mostradas na Figura 4.11.

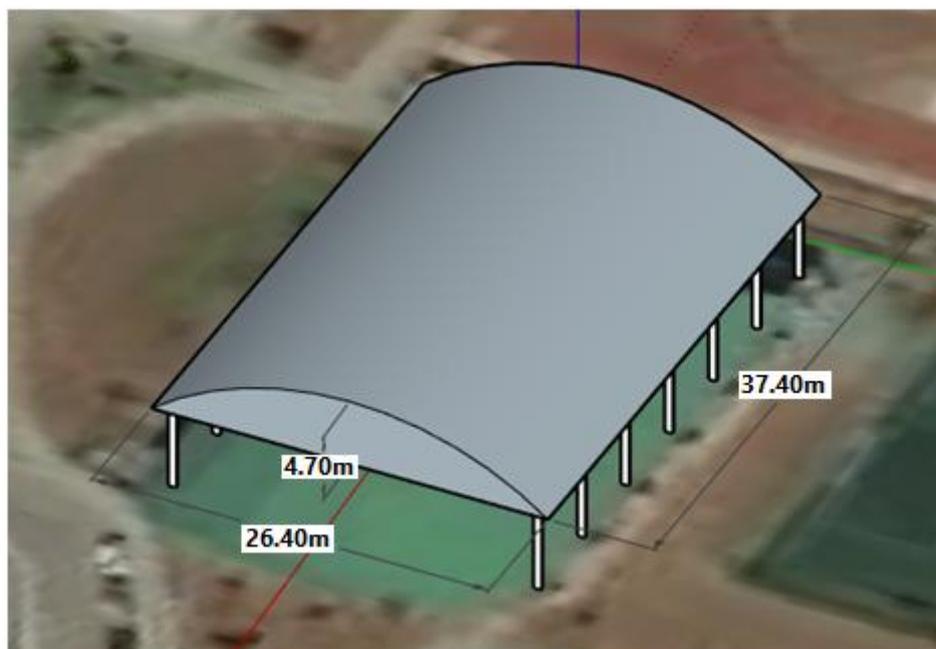
Figura 4.11 – Dimensões da cobertura fotovoltaica sobre a academia ao ar livre



Cada face da cobertura fotovoltaica tem área igual a $89,36 \text{ m}^2$ (11 m de largura por 8,12 m de comprimento, que é o tamanho da projeção horizontal dividido pelo cosseno do ângulo de inclinação), ou seja, a cobertura fotovoltaica tem área total disponível para a instalação de módulos fotovoltaicos igual a $178,72 \text{ m}^2$ ($2 \times 89,36 \text{ m}^2$).

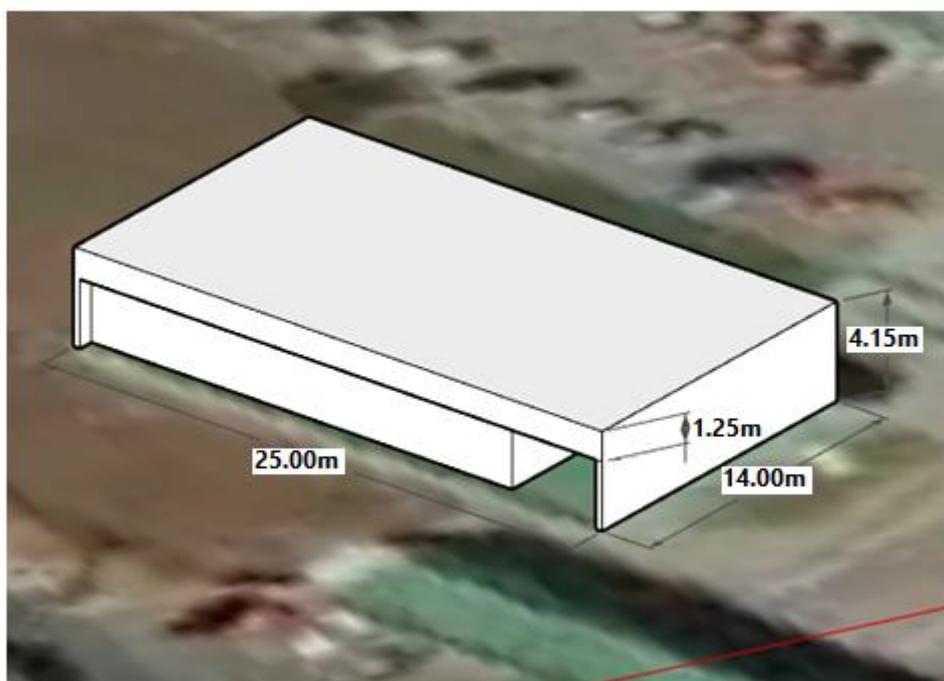
A curvatura da cobertura da quadra poliesportiva foi modelada no programa como sendo igual ao de um arco, que mede 28,58 m. O comprimento da cobertura é igual a 37,4 m. Sabendo disso, a área disponível para instalação de painéis fotovoltaicos na cobertura da quadra poliesportiva é de $1068,89 \text{ m}^2$ ($37,4 \text{ m} \times 28,58 \text{ m}$). As dimensões da quadra poliesportiva são mostradas na Figura 4.12.

Figura 4.12 – Dimensões da cobertura da quadra poliesportiva



No prédio da administração, todas as fachadas, com exceção daquela voltada para o sul, foram utilizadas. As dimensões físicas da construção são apresentadas na Figura 4.13.

Figura 4.13 – Dimensões do prédio da administração

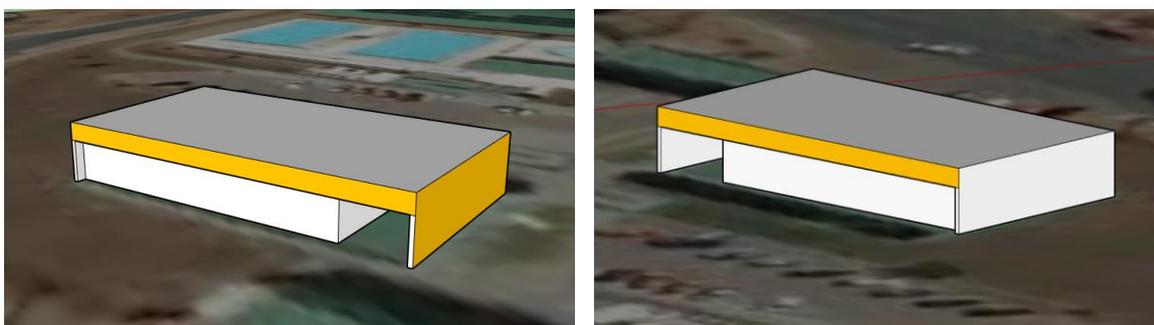


A fachada lateral voltada para o norte tem 14 m de comprimento por 4,15 m de altura, totalizando uma área igual a 58,1 m², que está toda disponível para a instalação dos módulos.

As fachadas vazadas têm área igual a $103,75 \text{ m}^2$ (25 m de comprimento por 4,15 m de altura), cada uma. Porém, nem toda essa área será ocupada pelo SFV, porque a maior parte dela tem um recuo em relação à parte mais externa e por isso está constantemente sujeita a sombras. A porção da fachada vazada efetivamente apta para receber os módulos tem os mesmos 25 m de largura, porém, altura igual a 1,25 m, resultando em uma área disponível de $31,25 \text{ m}^2$ por fachada.

Somando a área disponível das três fachadas, o prédio da administração tem $120,6 \text{ m}^2$ aptos para instalação dos painéis fotovoltaicos ($58,1 \text{ m}^2 + 2 \times 31,25 \text{ m}^2$), destacados em amarelo na Figura 4.14.

Figura 4.14 – Áreas disponíveis nas fachadas do prédio da administração



Considerando os três SFVs, tem-se uma área total disponível de $1368,21 \text{ m}^2$ – lembrando que nem toda a área disponível será de fato utilizada.

4.1.8. ESCOLHA DO PAINEL FOTOVOLTAICO

Para a cobertura da academia ao ar livre, optou-se por empregar um painel fotovoltaico de silício cristalino, tecnologia mais utilizada atualmente. Porém, ao contrário da maioria dos painéis, o módulo escolhido é semitransparente – composto por vidro tanto na parte frontal, como de costume, quanto na parte traseira, substituindo o filme posterior dos painéis tradicionais.

Assim, a cobertura fotovoltaica projetaria sombra sobre a academia, mas também permitiria passagem de parte da luz solar, para iluminação natural. Além disso, o efeito visual causado pelas sombras das células fotovoltaicas quadradas seria bem agradável aos usuários do local, como exibido na Figura 4.15.

Figura 4.15 – Exemplo de sistema fotovoltaico com painéis semitransparentes



Fonte: Architecture Lab – Finoolhu Villas/YYA. Disponível em <<https://www.architecturelab.net/finolhu-villas-yya/>>. Acesso em: 25 fev 2018.

Painéis desse tipo costumam ter potência nominal entre 200 W e 300 W. Para este trabalho, o painel escolhido, ilustrado na Figura 4.16, tem potência nominal de 280 W e as especificações técnicas contidas na Tabela 4.10.

Figura 4.16 – Exemplo de painel fotovoltaico semitransparente



Fonte: SolARenner – Münchner Solarmarkt. Disponível em <<https://www.shop-muenchner-solarmarkt.de/solarworld-sunmodule-bisun-clear-sw-280.htm>>. Acesso em: 23 fev 2018.

Tabela 4.10 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico da academia ao ar livre

PARÂMETROS ELÉTRICOS (STC)	
Potência máxima (P_{mpp})	280 Wp
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	39,5 V
Tensão na máxima potência (V_{mp})	31,8 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	9,49 A
Corrente na máxima potência (I_{mp})	8,95 A
Eficiência do módulo (η_m)	16,70 %
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Comprimento (C)	1.675 mm
Largura (L)	1.001 mm
Altura (H)	33 mm
Área (C \times L)	1,6767 m ²
Massa (M)	21,5 kg
CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS	
Coefficiente de temperatura I_{sc}	0,060 %/°C
Coefficiente de temperatura V_{oc}	-0,29 %/°C
Coefficiente de temperatura P_{mpp}	-0,40 %/°C

Como a cobertura da quadra poliesportiva é curva, optou-se por utilizar painéis fotovoltaicos flexíveis no SFV que será montado sobre ela, para acompanhar sua curvatura, como exemplificado na Figura 4.17. Esses painéis são de filme fino.

Figura 4.17 – Exemplo de sistema fotovoltaico com painéis flexíveis sobre coberturas curvas



Fonte: OAK Tree Alliance for Solar Energy - Proiecte. Disponível em: <<http://www.oaktreesolar.ro/proiecte/>>. Acesso em: 25 fev 2018.

Embora módulos de filme fino não sejam tão eficientes quanto os de silício cristalino, eles foram escolhidos, pois, além de serem flexíveis, costumam ter menos quilogramas por metro quadrado quando comparados aos módulos tradicionais de silício.

Por pesar menos, um painel deste tipo é uma escolha indicada para sistemas fotovoltaicos instalados sobre coberturas, principalmente aquelas como a da quadra poliesportiva, que não foram originalmente projetadas para suportar permanentemente nenhum tipo de peso adicional.

Painéis flexíveis de filme fino têm, usualmente, potência nominal entre 70 W e 300 W. Neste trabalho, foi utilizado um módulo flexível (tipo CIGS) de potência nominal igual a 100 W, mostrado na Figura 4.18 e cujas especificações técnicas são detalhadas na Tabela 4.11.

Figura 4.18 – Exemplo de painel fotovoltaico flexível de filme fino (CIGS)



Fonte: Eezrv Products – Shop. Disponível em: <<https://www.wholesolar.com/9433670/sunpower/solar-panels/sunpower-spr-e-flex-100-flexible-100-watt-solar-panel>>. Acesso em: 4 mai 2018.

Tabela 4.11 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico da quadra poliesportiva coberta

PARÂMETROS ELÉTRICOS (STC)	
Potência máxima (P_{mpp})	100 Wp
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	23,3 V
Tensão na máxima potência (V_{mp})	17,8 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	6,4 A
Corrente na máxima potência (I_{mp})	5,6 A
Eficiência do módulo (η_m)	12,7 %
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Comprimento (C)	2.017 mm
Largura (L)	494 mm
Altura (H)	3 mm
Área (C × L)	0,9964 m ²
Massa (M)	3,3 kg
CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS	
Coefficiente de temperatura I_{sc}	0,03 %/°C
Coefficiente de temperatura V_{oc}	-0,33 %/°C
Coefficiente de temperatura P_{mpp}	-0,43 %/°C

Por fim, o SFV do prédio da administração é aquele que estará visualmente mais acessível, pois será montado sobre as fachadas da construção. Por essa razão, deve-se ter uma atenção especial com a aparência do módulo escolhido para esse SFV. Assim, foi definido que seria usado um painel fotovoltaico de filme fino, com aspecto homogêneo, como os mostrados na Figura 4.19.

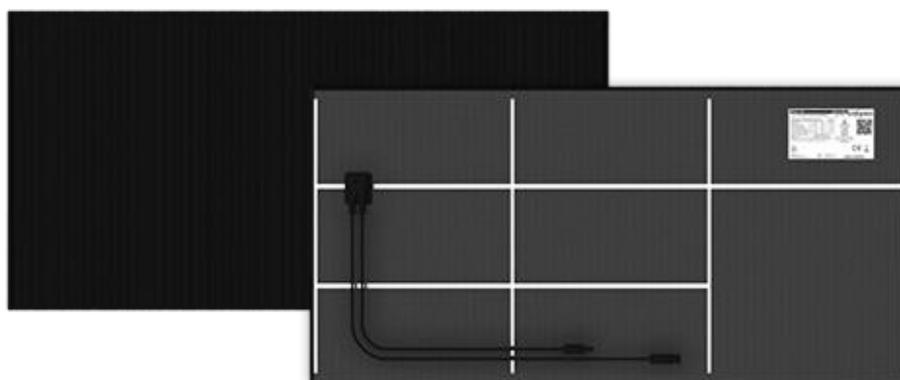
Figura 4.19 – Exemplo de sistema fotovoltaico com painéis de filme fino



Fonte: Design Build - Network. Disponível em: <<http://www.designbuild-network.com/news/newsonyx-solar-installs-photovoltaic-glass-onto-femsa-building-faade-4454350/>>. Acesso em: 25 fev 2018.

Foi decidido que o painel de filme fino escolhido seria feito de telureto de cádmio (CdTe). É comum encontrar painéis desse tipo com potência nominal entre 75 W e 90 W. O painel adotado neste trabalho tem 85 W de potência nominal. Ele é ilustrado na Figura 4.20 e suas especificações técnicas estão na Tabela 4.12.

Figura 4.20 – Exemplo de painel fotovoltaico de filme fino (CdTe)



Fonte: Calyxo – CX3 Series. Disponível em: <<http://calyxo.com/en/cx-series.html>>. Acesso em 25 fev 2018.

Tabela 4.12 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico do prédio da administração

PARÂMETROS ELÉTRICOS (STC)	
Potência máxima (P_{mpp})	85 Wp
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	59,0 V
Tensão na máxima potência (V_{mp})	46,2 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	2,11 A
Corrente na máxima potência (I_{mp})	1,84 A
Eficiência do módulo (η_m)	11,81 %
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Comprimento (C)	1.200 mm
Largura (L)	600 mm
Altura (H)	21,4 mm
Área (C \times L)	0,7200 m ²
Massa (M)	12,0 kg
CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS	
Coefficiente de temperatura I_{sc}	0,02 %/°C
Coefficiente de temperatura V_{oc}	-0,24 %/°C
Coefficiente de temperatura P_{mpp}	-0,25 %/°C

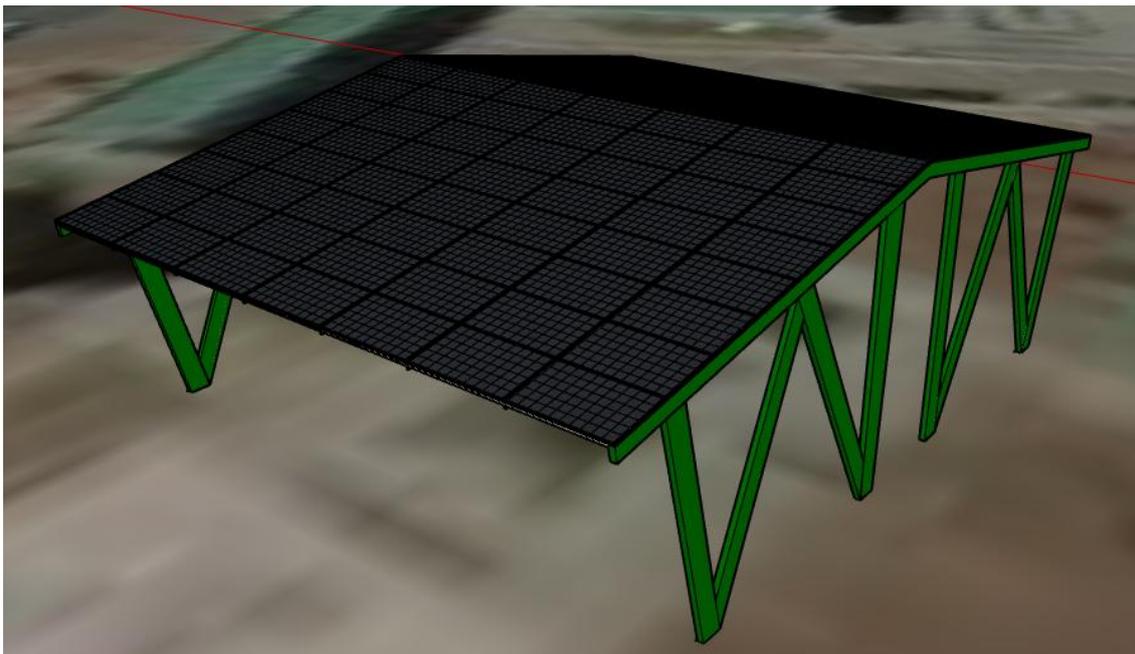
Todos os painéis apresentados nesta seção atendem às conformidades legais exigidas. Entretanto, nenhum deles constava na planilha de Excel disponibilizada pela SNL. Por isso, os três modelos de módulos tiveram que ser acrescentados à planilha – os dados necessários para o preenchimento da planilha são mostrados no Apêndice IV.

4.1.9. QUANTIDADE E DISPOSIÇÃO FÍSICA DOS PAINÉIS

Cada face da cobertura fotovoltaica da academia ao ar livre foi inicialmente modelada como tendo 11 m de largura por 8,12 m de comprimento. O painel escolhido para essa aplicação tem 1,001 m de largura por 1,675 m de comprimento. Como é necessário que a cobertura seja impermeável, foi considerado que o espaçamento entre módulos adjacentes é nulo.

Além disso, optou-se por dispor os módulos no “modo paisagem”, isto é, a maior dimensão do painel deve estar paralela ao plano horizontal. Dito isso, o número de módulos empregados em cada face da cobertura fotovoltaica é igual a 56, como mostrado na Figura 4.21. Levando em conta o total de módulos, o SFV da academia tem potência nominal igual a 31,36 kWp (2 \times 56 \times 280 Wp).

Figura 4.21 – Modelo 3D do SFV da academia ao ar livre



Quanto à Figura 4.21, cabe dizer que as estruturas de suporte mostradas foram feitas somente com base em fotos de outros sistemas fotovoltaicos do tipo encontradas na internet. A especificação dessa estrutura não faz parte do escopo do trabalho.

O modelo da cobertura da quadra poliesportiva tem 37,4 m de comprimento e um arco que mede 28,58 m. O painel escolhido para essa aplicação tem 2,017 m de comprimento por 0,494 m de largura. Assim como o SFV da academia, os módulos aqui foram dispostos no “modo paisagem”. Essa configuração visa diminuir as perdas por incompatibilidade, pois com a menor dimensão do painel acompanhando a curvatura da cobertura, a diferença entre as inclinações de um mesmo painel é reduzida.

Os painéis da cobertura foram divididos em quatro grupos, de acordo com o azimute e a inclinação. Em cada grupo foram colocadas seis fileiras de painéis, com 12 módulos por fileira, totalizando 72 painéis por grupo e 288 painéis na cobertura – a potência instalada do SFV da quadra poliesportiva é de 28,8 kWp ($4 \times 72 \times 100$ Wp). Para simplificar e agilizar os futuros cálculos, foi considerado que os painéis pertencentes a um mesmo grupo têm a mesma inclinação, que é a inclinação média do grupo. O azimute e a inclinação de cada grupo são mostrados na Tabela 4.13.

Tabela 4.13 – Azimutes (γ) e inclinações (β) dos grupos do SFV da quadra poliesportiva

	γ	β
Grupo 1	4°	13,1°
Grupo 2	4°	32,7°
Grupo 3	-176°	13,1°
Grupo 4	-176°	32,7°

A disposição física dos módulos sobre a superfície da cobertura é mostrada nas Figuras 4.22 e 4.23.

Figura 4.22 – Modelo 3D do SFV da quadra poliesportiva coberta (visualização dos quatro grupos)

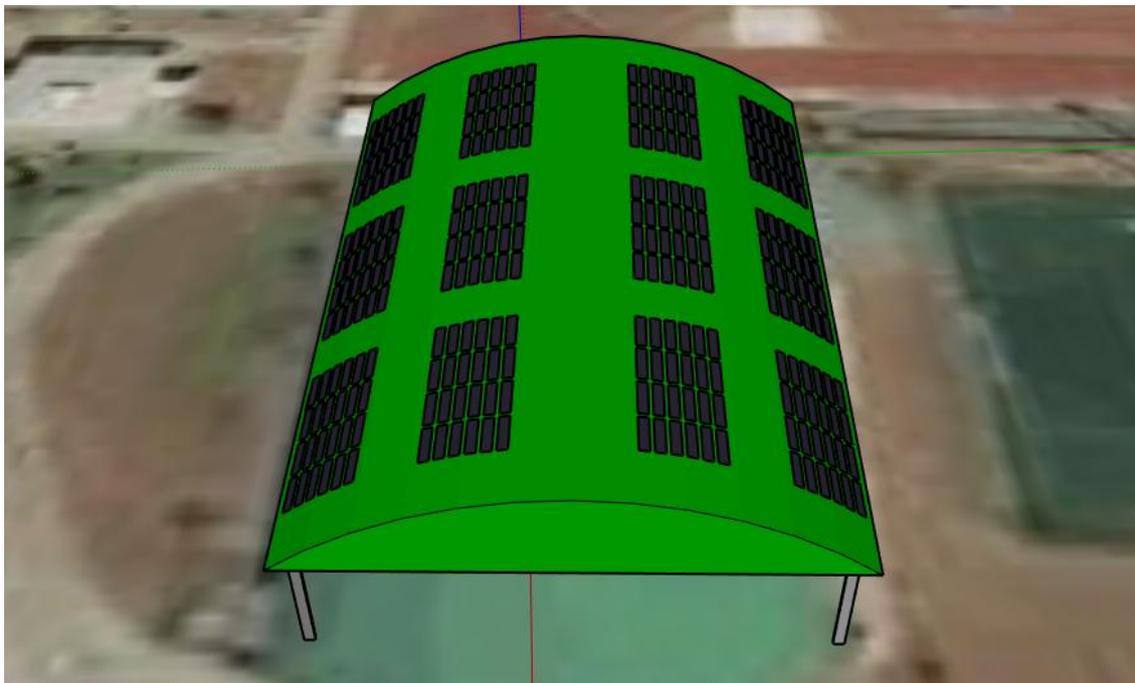
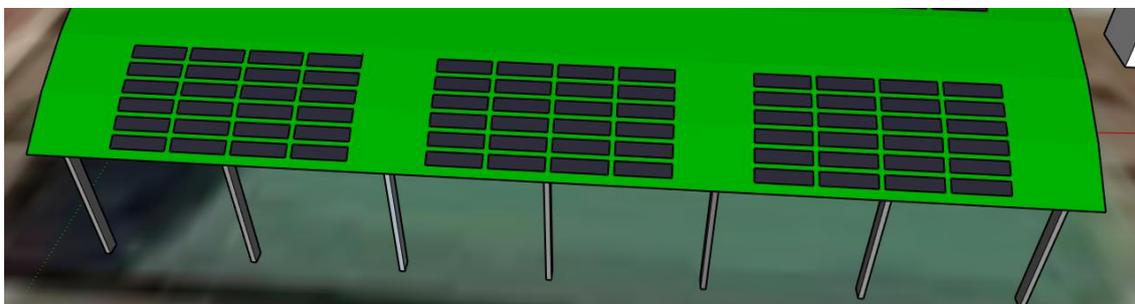


Figura 4.23 – Modelo 3D do SFV da quadra poliesportiva coberta (visualização dos painéis de um mesmo grupo)



A cobertura da quadra poliesportiva é feita com telha de aço galvanizado ondulada (0,5 mm), informação que consta nas plantas arquitetônicas disponibilizadas pela NOVACAP.

A norma ABNT NBR 8800:2008, que trata do projeto de estruturas de aço e de estruturas mistas de aço e concreto de edifícios, traz em seu Anexo B5 o seguinte texto: “Nas coberturas comuns (telhados), na ausência de especificação mais rigorosa, deve ser prevista uma sobrecarga característica mínima de 0,25 kN/m², em projeção horizontal. Admite-se que essa sobrecarga englobe as cargas decorrentes de instalações elétricas e hidráulicas, de isolamento térmico e acústico e de pequenas peças eventualmente fixadas na cobertura, até um limite inferior de 0,05 kN/m²”.

Atualmente, não há sobrecarga na cobertura em razão dos fatores citados pela norma. Após montado o sistema fotovoltaico, haveria sobrecarga somente em função de instalações elétricas: cabos, estruturas de fixação e, principalmente, módulos.

O painel escolhido tem 3,3 kg, ou seja, a massa total dos 288 módulos que compõem o SFV é igual a 950,4 kg. Em uma análise simples, a projeção horizontal soma 987,36 m² (26,4 m de largura por 37,4 m de comprimento), portanto a sobrecarga dos módulos na projeção horizontal da cobertura é:

$$Sobrecarga = \frac{Massa_{módulos} \times g}{Área_{proj_horiz}} = \frac{950,4 \times 9,8}{987,36} = 9,43 \text{ N/m}^2 = 0,00943 \text{ kN/m}^2$$

A sobrecarga dos módulos é aproximadamente 20% do valor máximo estabelecido pela norma. Como os demais componentes do sistema que serão instalados sobre a cobertura não apresentam sobrecarga tão expressiva quanto a dos módulos, a sobrecarga decorrente da instalação do SFV como um todo sobre a cobertura metálica foi considerada aceitável.

O painel escolhido para ser usado no prédio da administração tem 1,2 m de comprimento por 0,6 m de largura, com potência nominal igual a 85 Wp. Os módulos foram montados paralelos às fachadas. Diferentemente dos demais SFVs, no prédio da administração os painéis foram instalados no “modo retrato”, ou seja, a menor dimensão do módulo está paralela ao horizonte.

O SFV do prédio da administração foi dividido em três subsistemas, indicados na Figura 4.24:

- *Subsistema 1*: montado sobre a fachada vazada voltada para o leste ($\gamma = 64^\circ$);
- *Subsistema 2*: montado sobre a fachada vazada voltada para o oeste ($\gamma = -116^\circ$);
- *Subsistema 3*: montado sobre a fachada lateral voltada para o norte ($\gamma = -26^\circ$);

A área disponível para instalação de painéis fotovoltaicos em cada fachada vazada do prédio tem 1,25 m de altura por 25 m de comprimento. Assim, poderia ser instalada uma fileira com 41 módulos, espaçados entre si por 1 cm, tanto no Subsistema 1, quanto no Subsistema 2. Entretanto, 41 é um número primo, o que limita as possibilidades de conexão de *strings* com a mesma quantidade de painéis.

Por esse motivo, optou-se por não utilizar um painel de cada fachada (aquele que fisicamente está mais distante do Subsistema 3), de forma que o número de módulos fosse reduzido a 40. O módulo retirado pode ser substituído por uma estrutura que simule painéis, para não haver prejuízo estético. Dito isso, os Subsistemas 1 e 2 possuem potência instalada de 3,4 kWp (40 × 85 Wp), cada.

Figura 4.24 – Subsistemas do SFV do prédio da administração



Fonte: Google Maps (modificado)

A fachada lateral voltada para o norte tem área disponível com 14 m de largura e 4,15 m de altura. Desse modo, o Subsistema 3 tem três fileiras com 23 painéis cada, totalizando 69 módulos fotovoltaicos e uma potência instalada igual a 5,865 kWp ($3 \times 23 \times 85$ Wp). Duas fileiras consecutivas são separadas por 5 cm, enquanto que o espaçamento entre módulos adjacentes na mesma fileira é igual a 0,9 cm.

Somando os três subsistemas, a potência instalada total do prédio da administração é de 12,665 kWp. A disposição física dos painéis no prédio da administração pode ser vista nas Figuras 4.25 e 4.26.

Figura 4.25 – Modelo 3D do SFV do prédio da administração (Subsistema 2)

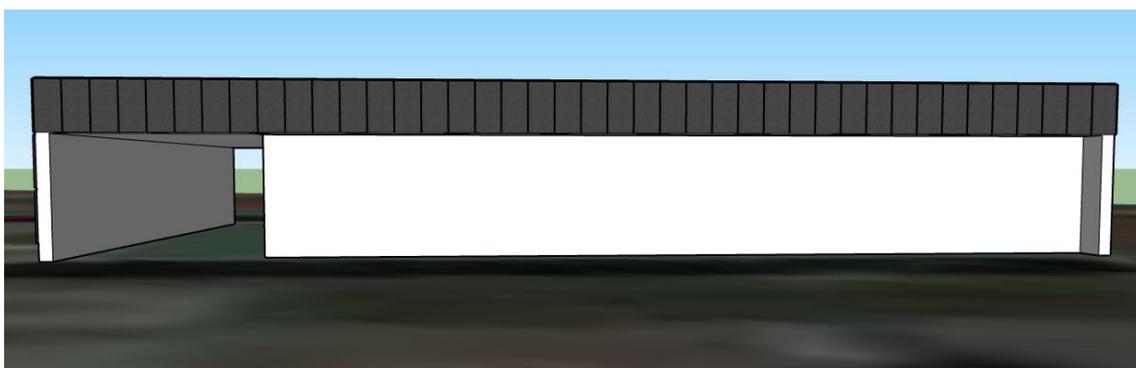
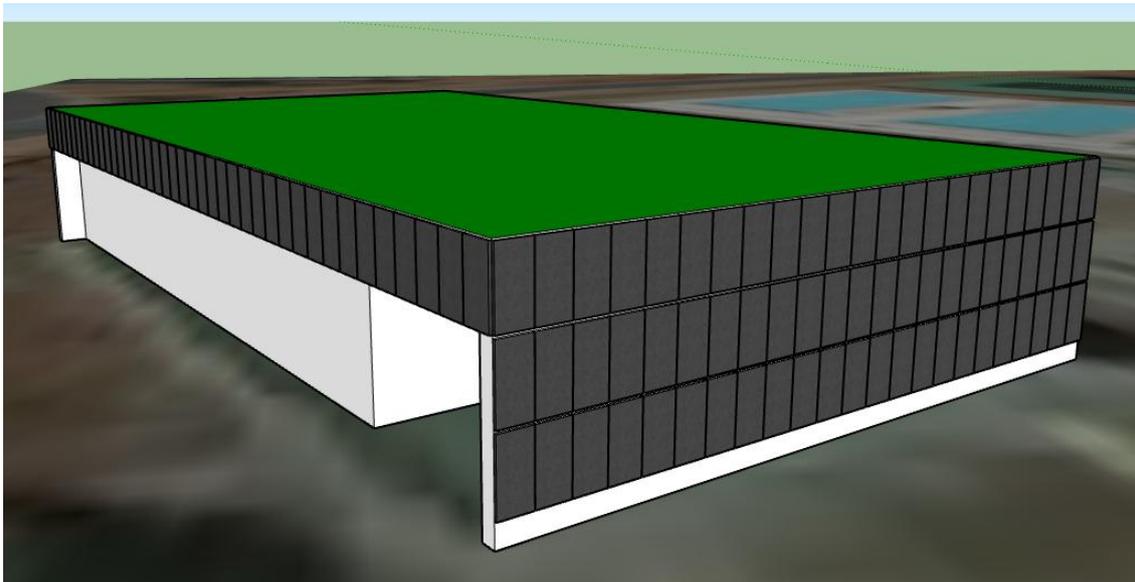


Figura 4.26 – Modelo 3D do SFV do prédio da administração (Subsistemas 1 e 3)



Os três SFVs juntos somam 72,825 kWp. Se os três projetos fossem instalados ao mesmo tempo, a produção de energia do COP de Samambaia seria classificada como microgeração distribuída. Naturalmente, a potência nominal total poderia ser maior se fossem instalados mais painéis fotovoltaicos sobre a cobertura da quadra poliesportiva, dada a área disponível. Entretanto, nesse caso, a geração do COP de Samambaia seria classificada como minigeração distribuída.

A minigeração distribuída apresenta algumas desvantagens em relação à microgeração distribuída para a unidade consumidora, dentre as quais podem ser citadas a necessidade de redundância dos mecanismos de proteção [ANEEL, 2007, p.65] e a responsabilidade pelos custos com eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição decorrentes da conexão da minigeração [ANEEL, 2015, p. 3]. Por essas razões optou-se por manter a geração do COP de Samambaia como microgeração distribuída.

4.1.10. ESCOLHA DO INVERSOR FOTOVOLTAICO

O SFV da academia, assim como o SFV da quadra poliesportiva, está dividido em duas partes com azimutes diferentes. A potência instalada do SFV da academia (31,36 kWp) é um valor próximo da potência instalada do SFV da quadra poliesportiva (28,8 kWp). Sem prejuízo técnico, o inversor escolhido para o SFV da academia também pode ser aplicado no SFV da quadra poliesportiva. Tal medida resulta na redução das despesas com a formação de estoque para substituição e em uma possível diminuição do custo da compra dos inversores, devido à aquisição de um mesmo produto em grandes quantidades.

O SFV da quadra poliesportiva tem quatro grupos de painéis. Os painéis de um mesmo grupo têm o mesmo azimute e inclinações parecidas. Para evitar as perdas por incompatibilidade, é preciso que esse SFV tenha pelo menos quatro SPMPs – um para cada grupo. Por ser usual encontrar inversores com no máximo dois SPMPs, foram empregados dois inversores de um mesmo modelo, um para cada metade da cobertura. Esse mesmo modelo também foi utilizado nas faces do SFV da academia.

Por fim, o SFV do prédio da administração será instalado sobre três fachadas diferentes, logo, são três azimutes diferentes. Pensando novamente em evitar as perdas por incompatibilidade, foram empregados inversores diferentes para subsistemas diferentes.

Os inversores foram escolhidos de forma que o FDI de cada sistema ficasse em torno do intervalo entre 0,75 e 0,85, como indicado na Seção 3.1.1.9. A Tabela 4.14 indica a potência nominal instalada e a potência que o inversor deve ter para atender este critério.

Tabela 4.14 – Potências dos inversores para FDI = 0,75 e FDI = 0,85

SISTEMA	POTÊNCIA [kWp]	P _{INV} PARA FDI = 0,75 [kWp]	P _{INV} PARA FDI = 0,85 [kWp]
SFV da Academia	31,36		
Face 1	15,68	11,76	13,33
Face 2	15,68	11,76	13,33
SFV da Quadra	28,8		
Metade 1	14,4	10,80	12,24
Metade 2	14,4	10,80	12,24
SFV da Administração	12,665		
Subsistema 1	3,400	2,55	2,89
Subsistema 2	3,400	2,55	2,89
Subsistema 3	5,865	4,40	4,99

O inversor escolhido para os dois primeiros SFVs tem potência nominal igual a 12,5 kW. No SFV do prédio da administração, foram utilizados inversores de 2,5 kW nos Subsistemas 1 e 2. Pensando novamente na formação de estoque para manutenção, dois inversores desse último modelo também foram empregados no Subsistema 3, totalizando 5 kW. As especificações técnicas dos inversores são mostradas abaixo, nas Tabelas 4.15.a e 4.15.b.

Tabela 4.15.a – Especificações técnicas do inversor utilizado no SFV da academia ao ar livre e no SFV da quadra poliesportiva

DADOS DE ENTRADA (LADO CC)	
Corrente máxima ($I_{dc,m\acute{a}x}$)	SPMP ₁ : 27 A SPMP ₂ : 16,5 A
Corrente de curto-circuito máxima ($I_{sc,m\acute{a}x}$)	SPMP ₁ : 40,5 A SPMP ₂ : 24,8 A
Tensão nominal ($V_{dc,nom}$)	600 V
Tensão mínima de operação ($V_{dc,m\acute{i}n}$)	200 V
Tensão máxima ($V_{dc,m\acute{a}x}$)	1.000 V
Faixa de tensão do SPMP ($V_{SPMP,m\acute{i}n}$ - $V_{SPMP,m\acute{a}x}$)	320 a 800 V
Número de SPMPs	2
DADOS DE SAÍDA (LADO CA)	
Potência nominal ($P_{ac,nom}$)	12.500 W
Tensão nominal ($V_{ac,nom}$)	3 Φ : 380 V _{FF} /220 V _{FN}
Corrente máxima ($I_{ac,m\acute{a}x}$)	18,0 A
Frequência	60 Hz
CARACTERÍSTICAS GERAIS	
THD	< 2%
Eficiência máxima ($\eta_{inv,m\acute{a}x}$)	98,0%
Consumo remoto	< 1 W
Temperatura ambiente	-40 a 65 °C
Massa	34,8 kg

Tabela 4.15.b – Especificações técnicas do inversor utilizado no SFV do prédio da administração

DADOS DE ENTRADA (LADO CC)	
Corrente máxima ($I_{dc,m\acute{a}x}$)	16,6 A
Corrente de curto-circuito máxima ($I_{sc,m\acute{a}x}$)	24,8 A
Tensão nominal ($V_{dc,nom}$)	330 V
Tensão mínima de operação ($V_{dc,m\acute{i}n}$)	165 V
Tensão máxima ($V_{dc,m\acute{a}x}$)	550 V
Faixa de tensão do SPMP ($V_{SPMP,m\acute{i}n}$ - $V_{SPMP,m\acute{a}x}$)	165 a 440 V
Número de SPMPs	1
DADOS DE SAÍDA (LADO CA)	
Potência nominal ($P_{ac,nom}$)	2.500 W
Tensão nominal ($V_{ac,nom}$)	220 V
Corrente máxima ($I_{ac,m\acute{a}x}$)	12,1 A
Frequência	60 Hz
CARACTERÍSTICAS GERAIS	
THD	< 4%
Eficiência máxima ($\eta_{inv,m\acute{a}x}$)	96,1%
Consumo remoto	< 1 W
Temperatura ambiente	-25 a 50 °C
Massa	16,8 kg

Todos os inversores escolhidos têm as certificações exigidas pela CEB para conexão à rede. Depois de selecionados, foi preciso colocá-los no arquivo do banco de dados de inversores da SNL, para que pudessem ser utilizados nas simulações no MATLAB – os dados necessários ao preenchimento desse banco são mostrados no Apêndice IV.

4.1.11. ESTIMATIVA DAS PERDAS

As perdas inerentes ao sistema e consideradas neste trabalho foram assim definidas:

Perdas térmicas

As perdas térmicas foram estimadas pela função `pvl_sapmcelltemp` ao avaliar o desempenho dos módulos e são calculadas segundo a equação mostrada na Seção 2.8.2.1, levando em consideração os parâmetros “a” e “b” da planilha “Banco_PaineisFV.xlsx”, que variam em função do tipo de montagem do sistema e da tecnologia empregada – os valores padrão de “a” e “b” são aqueles mostrados no Apêndice IV.

Perdas ôhmicas

As perdas internas dos condutores estão diretamente ligadas à resistência do cabeamento ($P = I^2 \times R$), que por sua vez, varia de acordo com a seção transversal dos cabos. Adotou-se que os condutores foram dimensionados para que o sistema tivesse uma queda de tensão máxima de 3%, tanto no lado CC quanto no lado CA. Quanto menor a queda de tensão, menor a potência dissipada no cabeamento. Por essa razão, foi considerado que as perdas ôhmicas no cabeamento dos lados CC e CA também devem ser iguais a 3%.

Perdas por incompatibilidade

As perdas por incompatibilidade podem variar muito de sistema para sistema, e por isso é difícil estimá-las. Em um sistema bem projetado, essas perdas tendem a ser pequenas, representando uma queda de rendimento de aproximadamente 2% [BALFOUR, 2016, p. 60].

As perdas por incompatibilidade na face sul do SFV da academia são agravadas pelo sombreamento parcial apresentado, principalmente nas primeiras horas dos dias próximos ao solstício de inverno, como visto na Seção 4.1.6. O sombreamento ocorre nas primeiras horas do dia, quando os níveis de irradiância ainda não estão tão altos. Isso ameniza as perdas por incompatibilidade decorrentes do sombreamento. Ponderando essas informações, as perdas por incompatibilidade foram estimadas em 4% para a face sul e em 2% para a face norte do SFV da academia.

Também foi considerado que as perdas por incompatibilidade no SFV da quadra poliesportiva são maiores, porque os módulos desse sistema acompanham a curvatura da cobertura, ou seja, um mesmo painel apresenta inclinações ligeiramente diferentes. Além disso, há painéis conectados em série com inclinações médias um pouco distintas. Por essas razões, as perdas por incompatibilidade no SFV da quadra foram estimadas em 5%.

O Subsistema 2 do SFV do prédio da administração não tem nenhuma característica que agrave as perdas por incompatibilidade. Assim, foi assumido que as perdas por incompatibilidade nesse subsistema são iguais a 2%. Por outro lado, há presença de sombreamento parcial nas primeiras horas do dia sobre os Subsistemas 1 e 3 (ver Seção 4.1.6). Por isso, as perdas por incompatibilidade nesses subsistemas foram estimadas em 4%.

Sujeira

A redução do rendimento de um sistema fotovoltaico em razão de sujeira acumulada sobre os módulos é igual a aproximadamente 7%. Entretanto, caso os módulos passem por limpeza regularmente, as perdas por sujeira podem ser reduzidas a 2% [BALFOUR, 2016, p. 60].

A ideia inicial é que a limpeza dos módulos do SFV da academia possa ser feita frequentemente, e por isso, as perdas por sujeira nesse sistema foram estimadas em 2%. Por outro lado, o SFV da quadra poliesportiva está em uma altura muito grande, de forma que o acesso para limpeza dos módulos é bastante dificultado. Por essa razão, de forma conservadora, foi assumido que os painéis da cobertura da quadra não serão limpos regularmente e que as perdas por sujeira nesse local são iguais a 7%.

Por fim, no SFV da administração, a inclinação dos painéis não favorece o acúmulo de sujeira. Além disso, os módulos estão bem acessíveis para que possam ser realizados os serviços de limpeza. Dessa forma, foi assumido que as perdas por sujeira no SFV da administração são tão pequenas que podem ser ignoradas.

Ângulo de incidência (IAM)

As perdas em razão do ângulo de incidência foram estimadas com base no modelo desenvolvido pelo PVPMC. O modelo consiste em uma função matemática de 5º grau ('f2', na literatura da SNL), em que a variável é o ângulo de incidência (θ) e os coeficientes são os parâmetros "B0", "B1", "B2", "B3", "B4" e "B5" da planilha "Banco_PaineisFV.xlsx", que variam de módulo para módulo – os valores padrão dos coeficientes podem ser encontrados no Apêndice IV.

4.1.12. ARRANJO ELÉTRICO

O arranjo elétrico preliminar dos painéis foi feito considerando as especificações dos inversores - faixa de tensão do SPMP, tensão máxima no lado CC e corrente máxima no lado CC - e dos painéis - tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito.

A razão entre a faixa de tensão do SPMP do inversor e a tensão de circuito aberto do painel fotovoltaico fornece uma boa estimativa da quantidade de módulos que devem ser conectados em série em uma mesma *string*. Já a razão entre a corrente máxima no lado CC do inversor e a corrente de curto-circuito do painel proporciona uma boa estimativa da quantidade de *strings* que podem ser conectadas em paralelo.

$$n_{\text{SÉRIE,MÍN}} = V_{\text{SPMP,MÍN}} / V_{\text{OC}}$$

$$n_{\text{SÉRIE,MÁX}} = V_{\text{SPMP,MÁX}} / V_{\text{OC}}$$

$$n_{\text{STRING,MÁX}} = I_{\text{DC,MÁX}} / I_{\text{SC}}$$

Esses parâmetros ajudaram a montar o arranjo elétrico preliminar, que foi testado na função `Desemp_arranjo`. Essa função, mostrada em detalhes no Apêndice VI, calcula:

- a tensão máxima do arranjo registrada no ano;
- a corrente máxima do arranjo registrada no ano;
- a porcentagem do tempo (%T) em que a tensão do arranjo está dentro da faixa de operação do SPMP do inversor - considerando somente o período entre 7:00 e 17:00.

Na maioria dos casos, os resultados obtidos foram satisfatórios; em outros foi necessário alterar o arranjo até que os níveis de tensão atingissem valores desejáveis. Feitas as alterações necessárias, o arranjo elétrico dos SFVs ficou assim estabelecido:

- O SFV da academia ao ar livre possui 112 painéis divididos igualmente em duas faces. Cada face tem o seu próprio inversor. Os inversores utilizados possuem dois SPMPs: ao de maior corrente máxima no lado CC foram conectadas duas *strings* com 19 módulos em série, cada; ao outro SPMP, foi conectada uma *string* com 18 painéis em série.
- No SFV da quadra poliesportiva coberta, foi empregado um inversor para cada metade da cobertura. A cada SPMP, foi associado um grupo de painéis. Os 72 painéis de cada grupo foram conectados em duas *strings* com 36 módulos em série.
- Nos Subsistemas 1 e 2 do prédio da administração, que possuem 40 módulos cada, foram utilizados inversores com somente um SPMP. Os módulos foram associados em cinco *strings* com oito painéis em série. No Subsistema 3, foi empregado um inversor para atender 3 *strings* com 11 painéis em série; no outro inversor, foram conectadas 3 *strings* com 12 painéis associados em série.

Os resultados obtidos com a função `Desemp_arranjo` para o arranjo escolhido são mostrados, caso a caso, nas Tabelas 4.16, 4.17 e 4.18.

Tabela 4.16 – Resultados do programa “Desemp_arranjo” (SFV da academia)

	DESCRIÇÃO	ARRANJO	$V_{\text{arranjo,máx}}$	$I_{\text{arranjo,máx}}$	%T
Face norte	Inversor 1 (SPMP 1)	2 strings 19 painéis em série	591,72 V	21,47 A	97,96%
	Inversor 1 (SPMP 2)	1 string 18 painéis em série	560,58 V	10,73 A	97,16%
Face sul	Inversor 2 (SPMP 1)	2 strings 19 painéis em série	589,08 V	21,46 A	97,16%
	Inversor 2 (SPMP 2)	1 string 18 painéis em série	558,08 V	10,73 A	96,29%

Tabela 4.17 – Resultados do programa “Desemp_arranjo” (SFV da quadra poliesportiva)

	DESCRIÇÃO	ARRANJO	$V_{\text{arranjo,máx}}$	$I_{\text{arranjo,máx}}$	%T
Grupo 1	Inversor 3 (SPMP 1)	2 strings 36 painéis em série	779,30 V	13,23 A	97,93%
Grupo 2	Inversor 3 (SPMP 2)	2 strings 36 painéis em série	779,10 V	12,62 A	98,80%
Grupo 3	Inversor 4 (SPMP 1)	2 strings 36 painéis em série	779,29 V	13,23 A	97,04%
Grupo 4	Inversor 4 (SPMP 2)	2 strings 36 painéis em série	779,28 V	12,60 A	96,29%

Tabela 4.18 – Resultados do programa “Desemp_arranjo” (SFV do prédio da administração)

	DESCRIÇÃO	ARRANJO	$V_{\text{arranjo,máx}}$	$I_{\text{arranjo,máx}}$	%T
Subsistema 1	Inversor 5	5 strings 8 painéis em série	364,00 V	6,91 A	99,18%
Subsistema 2	Inversor 6	5 strings 8 painéis em série	356,26 V	7,90 A	96,94%
Subsistema 3	Inversor 7	3 strings 11 painéis em série	491,63 V	4,20 A	97,91%
	Inversor 8	3 strings 12 painéis em série	536,32 V	4,20 A	98,21%

Os resultados obtidos após a execução do programa `Desemp_arranjo` mostram que o arranjo preliminar está adequado e pode ser utilizado na simulação da geração de energia fotovoltaica, visto que os níveis máximos de tensão e corrente do arranjo não são maiores do que aqueles suportados pelo inversor. Além disso, a tensão dos arranjos está dentro da faixa de operação dos SPMPs durante quase todas as horas de interesse – mais que 95% em todos os casos –, o que maximiza a geração de energia elétrica pelos SFVs. As Figuras 4.27 a 4.31 ilustram o arranjo elétrico final em cada SFV.

Figura 4.27 – Arranjo elétrico do SFV da academia

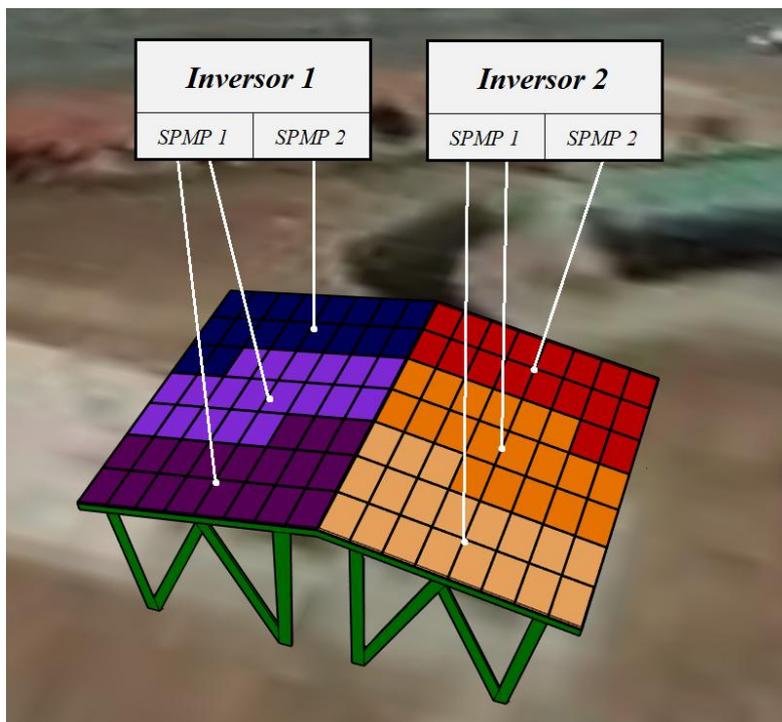


Figura 4.28 – Arranjo elétrico do SFV da quadra poliesportiva

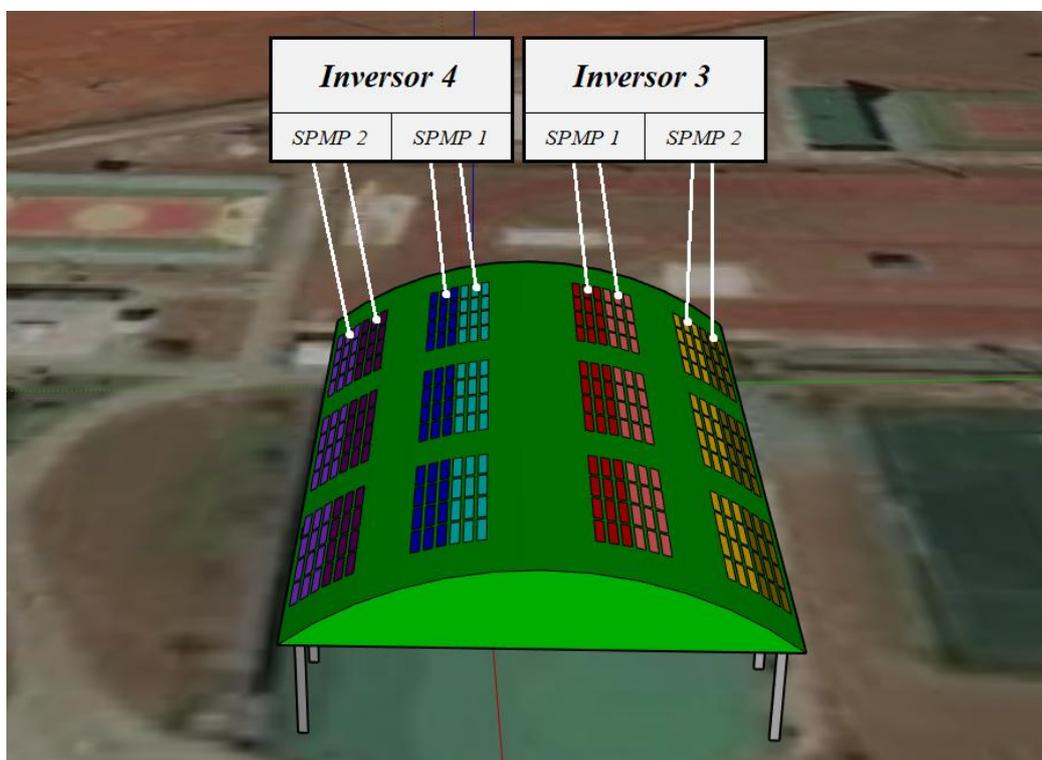


Figura 4.29 – Arranjo elétrico do SFV do prédio da administração (Subsistema 1)

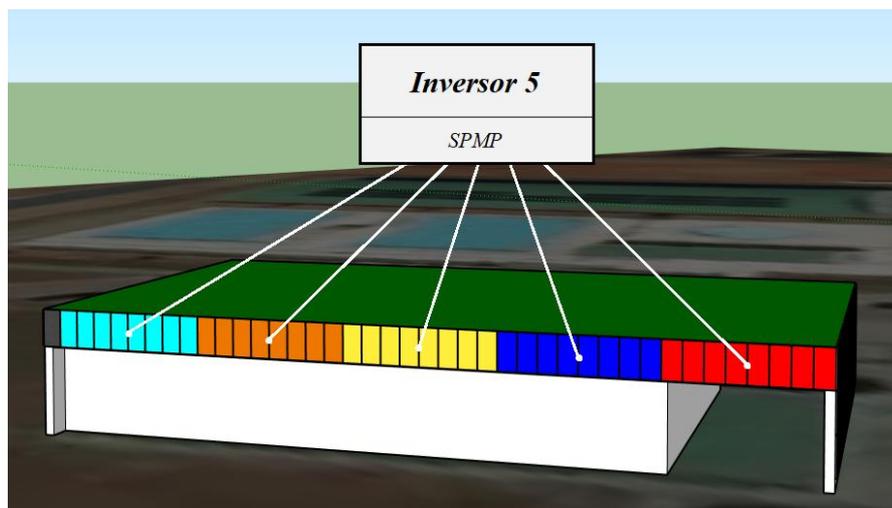


Figura 4.30 – Arranjo elétrico do SFV do prédio da administração (Subsistema 2)

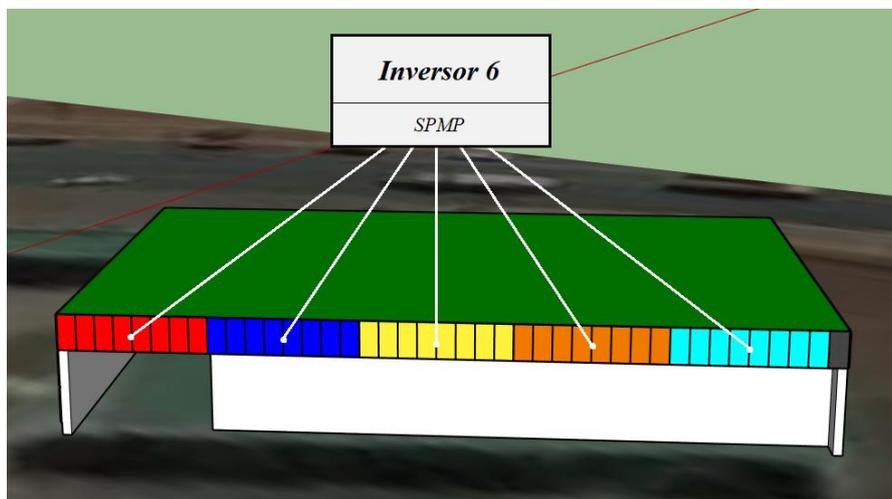
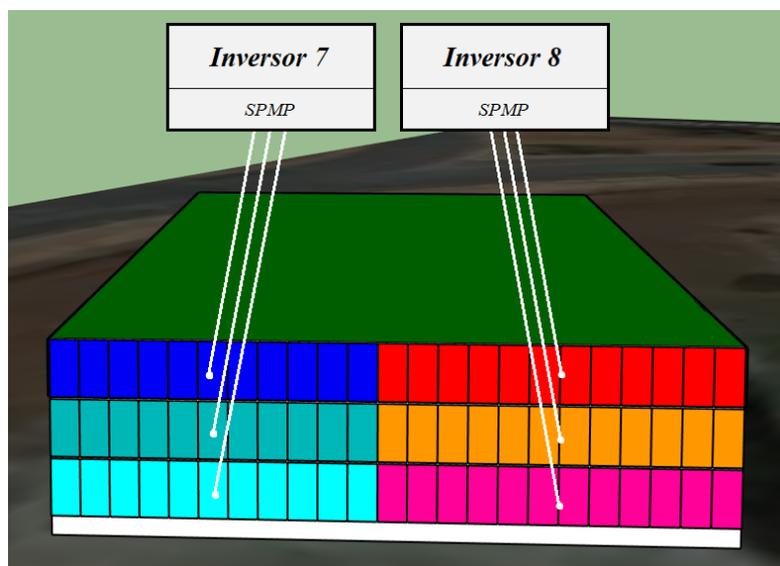


Figura 4.31 – Arranjo elétrico do SFV do prédio da administração (Subsistema 3)



4.1.13. GERAÇÃO DE ENERGIA PELOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para calcular a geração de energia elétrica dos SFVs, foi desenvolvida no MATLAB a função Geracao_FV, que pode ser vista em detalhes no Apêndice VI. Os resultados obtidos da função Geracao_FV são mostrados nas Tabelas 4.19, 4.20 e 4.21.

Tabela 4.19 – Geração fotovoltaica no SFV da academia (valores em [kWh])

	INVERSOR 1 (FACE NORTE)		INVERSOR 2 (FACE SUL)		TOTAL
	SPMP 1	SPMP 2	SPMP1	SPMP 2	
Janeiro	1.287,4	574,6	1.312,6	586,6	3.761,2
Fevereiro	1.204,6	538,9	1.191,4	532,7	3.467,6
Março	1.342,3	601,9	1.273,9	569,8	3.787,9
Abril	1.353,1	609,5	1.149,2	514,0	3.625,8
Mai	1.393,5	629,1	1.083,6	482,5	3.588,7
Junho	1.306,8	589,3	943,7	417,3	3.257,1
Julho	1.488,5	674,4	1.071,7	476,9	3.711,5
Agosto	1.646,0	748,6	1.296,7	583,4	4.274,7
Setembro	1.581,5	716,4	1.400,7	631,4	4.330,0
Outubro	1.063,4	470,6	1.030,9	455,3	3.020,2
Novembro	1.122,0	497,9	1.131,5	502,3	3.253,7
Dezembro	1.222,7	543,7	1.239,5	551,7	3.557,6
TOTAL	16.011,8	7.194,9	14.125,4	6.303,9	43.636,0

Tabela 4.20 – Geração fotovoltaica no SFV da quadra poliesportiva (valores em [kWh])

	INVERSOR 3		INVERSOR 4		TOTAL
	SPMP 1 (GRUPO 1)	SPMP 2 (GRUPO 2)	SPMP1 (GRUPO 3)	SPMP 2 (GRUPO 4)	
Janeiro	916,6	821,7	956,7	921,7	3.616,7
Fevereiro	841,5	774,6	852,3	799,2	3.267,6
Março	945,9	911,7	918,7	838,1	3.614,4
Abril	958,0	970,9	833,3	645,4	3.407,6
Mai	987,6	1.041,7	782,1	515,7	3.327,1
Junho	929,4	1.008,2	680,2	377,1	2.994,9
Julho	1.048,3	1.136,2	765,6	416,6	3.366,7
Agosto	1.136,5	1.186,1	916,9	611,1	3.850,6
Setembro	1.082,0	1.067,9	984,5	804,9	3.939,3
Outubro	766,1	720,2	761,1	703,5	2.950,9
Novembro	803,6	727,3	828,4	792,1	3.151,4
Dezembro	869,4	786,9	899,3	866,5	3.422,1
TOTAL	11.284,9	11.153,4	10.179,1	8.291,9	40.909,3

Tabela 4.21 – Geração fotovoltaica no SFV do prédio da administração (valores em [kWh])

	(SUBS. 1)	(SUBS. 2)	(SUBS. 3)		TOTAL
	INV. 5	INV. 6	INV. 7	INV. 8	
Janeiro	159,3	203,1	83,5	95,4	541,3
Fevereiro	138,7	137,2	70,3	80,5	426,7
Março	200,4	184,8	142,1	159,2	686,5
Abril	204,0	146,1	165,1	184,2	699,4
Mai	215,4	115,3	214,7	238,2	783,6
Junho	203,2	90,9	236,5	261,9	792,5
Julho	230,9	104,1	265,6	293,8	894,4
Agosto	236,7	151,9	241,7	268,0	898,3
Setembro	205,5	176,8	156,0	174,4	712,7
Outubro	130,9	124,4	78,4	89,3	423,0
Novembro	125,1	166,5	74,2	84,7	450,5
Dezembro	135,5	177,4	84,1	95,9	492,9
TOTAL	2.185,6	1.778,5	1.812,2	2.025,5	7.801,8

Juntos, os três SFVs produzem anualmente 92.347,1 kWh de energia (43.636,0 kWh no SFV da academia, 40.909,3 kWh no SFV da quadra poliesportiva e 7.801,8 kWh no SFV do prédio da administração), o que corresponde a aproximadamente 30% do consumo energético estimado do COP de Samambaia no período fora de ponta, que é de 327.915 kWh por ano.

Para comparar a geração de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos com tamanhos diferentes, pode-se utilizar o conceito de Energia Específica (EE). A Energia Específica é calculada dividindo a energia gerada pelo sistema fotovoltaico em um determinado intervalo de tempo pela sua potência nominal [ZILLES, 2002, p. 66]. A EE da cada SFV é mostrada na Tabela 4.22.

Tabela 4.22 – Energia Específica dos três SFVs propostos (para o período de 1 ano)

	ENERGIA GERADA [kWh]	POTÊNCIA NOMINAL [kW]	EE [kWh/kWp]
SFV ACADEMIA	43.636,0	31,36	1.391,454
SFV QUADRA	40.909,3	28,8	1.420,462
SFV ADMINIST.	7.801,8	12,665	616,013
TOTAL	92.347,1	72,825	1.268,069

Percebe-se da Tabela 4.22 que o SFV academia e o SFV da quadra poliesportiva têm Energias Específicas semelhantes, indicando que ambos apresentam desempenhos parecidos. Por outro lado, a EE do SFV da administração é bem menor – menos que a metade – que a dos demais SFVs, o que se justifica, principalmente, pela opção de dispor os painéis na vertical.

Uma segunda comparação foi feita simulando a geração dos SFVs caso os valores de azimute e inclinação fossem ideais, isto é, considerando $\gamma = 0^\circ$ e $\beta = 20^\circ$ [ZILLES, 2002, p. 198]. Nessa simulação, as demais características dos sistemas foram mantidas, como os equipamentos (módulos e inversores) utilizados, o número de *strings*, número de painéis por *string*, as perdas por incompatibilidade e as perdas por sujeira. Os resultados dessa simulação e diferença percentual entre as duas condições - azimutes e inclinações “reais”, e azimute e inclinação ótimos - são detalhados na Tabela 4.23.

Tabela 4.23 – Comparação da geração nas condições (azimute e inclinação) real e ótima

	GERAÇÃO [kWh]		$\Delta\%$
	γ e β REAIS	γ e β ÓTIMOS	
SFV ACADEMIA	43.636,0	46.577,7	-6,32%
- Face norte	23.206,7	23.544,2	-1,43%
- Face sul	20.429,3	23.033,5	-11,31%
SFV QUADRA POLIESP.	40.909,3	45.341,6	-9,78%
- Grupo 1	11.284,9	11.335,4	-0,45%
- Grupo 2	11.153,4	11.335,4	-1,61%
- Grupo 3	10.179,1	11.335,4	-10,20%
- Grupo 4	8.291,9	11.335,4	-26,85%
SFV ADMINISTRAÇÃO	7.801,8	17.838,2	-56,26%
- Subsistema 1	2.185,6	4.782,3	-54,30%
- Subsistema 2	1.778,5	4.871,0	-63,49%
- Subsistema 3	3.837,7	8.184,9	-53,11%

Na face norte do SFV da academia e nos Grupos 1 e 2 do SFV da quadra poliesportiva, que têm $\gamma = 4^\circ$, a diferença percentual de geração foi muito baixa, nunca ultrapassando 2%, o que significa uma redução de produção quase nula.

Na face sul do SFV da academia e nos Grupos 3 e 4 do SFV da quadra poliesportiva, que têm $\gamma = -176^\circ$, a diferença percentual de geração varia de acordo com a inclinação dos painéis: em torno de 10% para as inclinações menores – 11,31% para $\beta = 10^\circ$ no SFV da academia e 10,20% para $\beta = 16,3^\circ$ no SFV da quadra poliesportiva – e 26,85% para o Grupo 4 do SFV da quadra poliesportiva, em que $\beta = 29,4^\circ$.

Nota-se que há uma inegável redução na geração de energia decorrente da instalação de painéis voltados para o sul ($\gamma = -176^\circ$). Contudo, não utilizar esses painéis resultaria em um prejuízo visual ainda maior, visto que a metade sul da cobertura da quadra é a que está voltada para a entrada do COP, e, portanto, é a mais visível; além disso, a instalação de uma face voltada para o sul faz com que seja viável o SFV da academia se estender sobre a totalidade do local, sem que a altura máxima da cobertura seja muito grande.

Por fim, observa-se novamente o quanto que a opção de colocar os módulos do SFV da administração na vertical interferiu na geração total do sistema: em todos os três subsistemas, a energia produzida foi menor do que a metade da energia que seria gerada, caso $\gamma = 0^\circ$ e $\beta = 20^\circ$.

A redução de produção de energia resultante da instalação de módulos sobre as fachadas do prédio da administração é consideravelmente grande, porém, é compensado e justificado pelo efeito estético que o sistema como um todo terá. Soma-se a isso o fato de que o prédio da administração está muito próximo ao pórtico de entrada, localizado em uma área muito movimentada do COP de Samambaia. Assim, um sistema bem visível nas fachadas desse prédio certamente atuaria como um projeto-vitrine para divulgação da tecnologia solar fotovoltaica.

4.2. ANÁLISE FINANCEIRA

4.2.1. PESQUISA DE PREÇOS

A pesquisa de preços dos módulos e inversores fotovoltaicos foi feita no início do mês de maio de 2018. Os valores médios encontrados para esses equipamentos são mostrados abaixo, na Tabela 4.24.

Tabela 4.24 – Preço médio dos módulos e inversores resultantes da pesquisa de mercado

ITEM	PREÇO
Módulo da Academia (280 Wp)	€ 190,00
Módulo da Quadra (100 Wp)	US\$ 220,00
Módulo da Administração (85 Wp)	R\$ 380,00
Inversor de 12,5 kW	R\$ 18.500,00
Inversor de 2,5 kW	R\$ 5.000,00

No caso dos módulos comercializados no mercado internacional, deve-se lembrar que o custo final está sujeito à constante variação da taxa câmbio.

À época da análise financeira, foi notada uma tendência de desvalorização do real quando comparado ao dólar comercial e ao euro. Essa desvalorização se dá, entre outros fatores, pela retomada ainda não consolidada do crescimento econômico no Brasil, e pelas incertezas causadas pelo cenário político atual.

A cotação do dólar comercial, por exemplo, variou aproximadamente de 3,15 R\$/US\$ para 3,60 R\$/US\$ em apenas três meses (fevereiro de 2018 a maio de 2018), representando um aumento de 12,5%. No mesmo período, a cotação do euro aumentou cerca de 8%, saindo aproximadamente de 3,90 R\$/€ para 4,25 R\$/€.

No cálculo do investimento inicial, foram consideradas as taxas de câmbio observadas no dia 9 de maio de 2018: 3,5954 R\$/US\$ e 4,2610 R\$/€ [UOL]. O custo final estimado desses equipamentos, com base nas pesquisas de mercado, pode ser visualizado na Tabela 4.25.

Tabela 4.25 – Preço final dos módulos e inversores fotovoltaicos

	SFV ACADEMIA	SFV QUADRA	SFV ADMINIST.
Nº de Módulos	112	288	149
Preço por módulo	€ 190,00	US\$ 220,00	R\$ 380,00
Taxa de Câmbio	4,2610 R\$/€	3,5954 R\$/US\$	-
Custo de Aquisição	R\$ 90.674,08	R\$ 227.804,54	R\$ 56.620,00
Custo de Importação	R\$ 36.269,63	R\$ 91.121,82	-
PREÇO FINAL	R\$ 126.943,71	R\$ 318.926,36	R\$ 56.620,00
Nº de Inversores	2	2	4
Preço por Inversor	R\$ 18.500,00	R\$ 18.500,00	R\$ 5.000,00
PREÇO FINAL	R\$ 37.000,00	R\$ 37.000,00	R\$ 20.000,00
PREÇO FINAL (Módulos + Inversores)	R\$ 163.943,71	R\$ 355.926,36	R\$ 76.620,00

4.2.2. INVESTIMENTO INICIAL

Com os valores da Tabela 4.25, é possível estimar o investimento inicial total, conforme Tabela 3.2. O investimento inicial total estimado de cada SFV é mostrado em detalhes na Tabela 4.26.

Tabela 4.26 – Investimento inicial estimado de cada SFV

ITEM	SFV ACADEMIA	SFV QUADRA	SFV ADMINIST.
[A] Módulos Fotovoltaicos	R\$ 126.943,71	R\$ 318.926,36	R\$ 56.620,00
[B] Inversores Fotovoltaicos	R\$ 37.000,00	R\$ 37.000,00	R\$ 20.000,00
[C] Projeto e Instalação	R\$ 40.985,93	R\$ 88.981,59	R\$ 19.155,00
[D] Estruturas de Suporte	R\$ 25.616,21	R\$ 55.613,49	R\$ 11.971,88
[E] Outros Componentes	R\$ 25.616,21	R\$ 55.613,49	R\$ 11.971,88
INVESTIMENTO INICIAL	R\$ 256.162,05	R\$ 556.134,94	R\$ 119.718,75
POTÊNCIA NOMINAL	31,36 kWp	28,8 kWp	12,665 kWp
INVESTIMENTO INICIAL POR Wp	R\$ 8,17/Wp	R\$ 19,31/Wp	R\$ 9,45/Wp

No ano de 2016, para os sistemas fotovoltaicos com potência nominal entre 5 kWp e 30 kWp, o preço médio por watt-pico instalado foi de R\$ 6,73/Wp [INSTITUTO IDEAL, 2017, p. 33]. Considerando essas informações, pode-se afirmar que o preço por watt-pico dos SFVs propostos é maior do que o

observado nos demais sistemas fotovoltaicos. Isso pode ser explicado pelo fato de que os painéis escolhidos neste trabalho têm menor oferta no mercado, com tecnologias ainda não tão consolidadas comercialmente. Além disso, há de se considerar que o custo de importação encareceu os dois primeiros SFVs.

Por outro lado, o documento de consulta pública elaborado pelo GT Brasília Solar traz como meta a implantação de sistemas fotovoltaicos em prédios públicos, cujo custo normalizado de referência é igual a R\$ 8,00/Wp [SEMA, 2016, p. 23]. Assim, os investimentos por watt-pico do SFV da academia e do SFV da administração são considerados praticáveis, sob a ótica do Programa Brasília Solar.

O SFV da quadra poliesportiva tem disparado o maior custo por watt-pico. Esse custo foi alavancado pelo preço do painel flexível, que é uma tecnologia ainda não consolidada no mercado e com processo de fabricação mais complexo, portanto, mais cara.

4.2.3. FLUXO DE CAIXA E INDICADORES DE VIABILIDADE FINANCEIRA

O fluxo de caixa foi elaborado em conformidade com a Tabela 3.3 e para isso foram utilizados os parâmetros que constam na Tabela 4.27.

Tabela 4.27 – Parâmetros utilizados na formação do fluxo de caixa

PARÂMETROS	SFV ACADEMIA	SFV QUADRA	SFV ADMINIST.
Investimento Inicial	R\$ 256.162,05	R\$ 556.134,94	R\$ 119.718,75
Operação e Manutenção	R\$ 2.561,62	R\$ 5.561,35	R\$ 1.197,19
Geração de Energia (Ano 1)	43.636,0 kWh	40.909,3 kWh	7.801,8 kWh
Queda de Eficiência dos Módulos		0,80%/ano	
Tarifa CEB		0,4662021 R\$/kWh	
TMA (TLP)		6,71% a.a.	
Preço dos Inversores	R\$ 37.000,00	R\$ 37.000,00	R\$ 20.000,00

Foi elaborado um fluxo de caixa para cada SFV. O fluxo de caixa do SFV da academia pode ser visualizado nas Tabelas 4.28, 4.29 e 4.30. As Tabelas 4.31, 4.32 e 4.33 mostram o fluxo de caixa do SFV da quadra. Por fim, o fluxo de caixa do SFV da administração é exibido nas Tabelas 4.34, 4.35 e 4.36. Todos os valores dos fluxos de caixa estão em reais: os campos cuja cor do texto é verde são valores positivos; aqueles cuja cor do texto é vermelha são valores negativos.

Tabela 4.28 – Fluxo de caixa do SFV da academia – anos 0 a 8

ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8
[A] Investimento Inicial	256.162,05								
[B] O&M		2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62
[C] Troca de Inversor									
[D] DESPESAS	256.162,05	2.561,62							
[E] Economia em Energia		20.343,19	20.180,45	20.017,70	19.854,96	19.692,21	19.529,47	19.366,72	19.203,98
[F] RECEITAS	0,00	20.343,19	20.180,45	20.017,70	19.854,96	19.692,21	19.529,47	19.366,72	19.203,98
[G] SALDO	256.162,05	17.781,57	17.618,83	17.456,08	17.293,34	17.130,59	16.967,85	16.805,10	16.642,36
[H] SALDO ACUMULADO	256.162,05	238.380,48	220.761,65	203.305,56	186.012,23	168.881,63	151.913,79	135.108,69	118.466,33
[I] VALOR PRESENTE	256.162,05	16.663,46	15.472,72	14.365,85	13.337,01	12.380,74	11.492,01	10.666,09	9.898,60
[J] VP ACUMULADO	256.162,05	239.498,59	224.025,87	209.660,02	196.323,01	183.942,26	172.450,25	161.784,16	151.885,56

Tabela 4.29 – Fluxo de caixa do SFV da academia – anos 9 a 17

ANO	9	10	11	12	13	14	15	16	17
[A] Investimento Inicial									
[B] O&M	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62
[C] Troca de Inversor					37.000,00				
[D] DESPESAS	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	39.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62
[E] Economia em Energia	19.041,23	18.878,48	18.715,74	18.552,99	18.390,25	18.227,50	18.064,76	17.902,01	17.739,27
[F] RECEITAS	19.041,23	18.878,48	18.715,74	18.552,99	18.390,25	18.227,50	18.064,76	17.902,01	17.739,27
[G] SALDO	16.479,61	16.316,86	16.154,12	15.991,37	21.171,37	15.665,88	15.503,14	15.340,39	15.177,65
[H] SALDO ACUMULADO	101.986,72	85.669,86	69.515,74	53.524,36	74.695,74	59.029,86	43.526,72	28.186,33	13.008,68
[I] VALOR PRESENTE	9.185,46	8.522,86	7.907,28	7.335,41	9.100,86	6.310,78	5.852,52	5.426,93	5.031,73
[J] VP ACUMULADO	142.700,10	134.177,24	126.269,96	118.934,55	128.035,41	121.724,63	115.872,11	110.445,18	105.413,45

Tabela 4.30 – Fluxo de caixa do SFV da academia – anos 18 a 25

ANO	18	19	20	21	22	23	24	25
[A] Investimento Inicial								
[B] O&M	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62
[C] Troca de Inversor								
[D] DESPESAS	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62	2.561,62
[E] Economia em Energia	17.576,52	17.413,77	17.251,03	17.088,28	16.925,54	16.762,79	16.600,05	16.437,30
[F] RECEITAS	17.576,52	17.413,77	17.251,03	17.088,28	16.925,54	16.762,79	16.600,05	16.437,30
[G] SALDO	15.014,90	14.852,15	14.689,41	14.526,66	14.363,92	14.201,17	14.038,43	13.875,68
[H] SALDO ACUMULADO	2.006,22	16.858,37	31.547,78	46.074,44	60.438,36	74.639,53	88.677,96	102.553,64
[I] VALOR PRESENTE	4.664,77	4.324,06	4.007,76	3.714,14	3.441,60	3.188,65	2.953,90	2.736,06
[J] VP ACUMULADO	100.748,68	96.424,62	92.416,85	88.702,71	85.261,11	82.072,47	79.118,57	76.382,50

Tabela 4.31 – Fluxo de caixa do SFV da quadra poliesportiva – anos 0 a 8

ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8
[A] Investimento Inicial	556.134,94								
[B] O&M		5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35
[C] Troca de Inversor									
[D] DESPESAS	556.134,94	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35
[E] Economia em Energia		19.072,00	18.919,43	18.766,85	18.614,27	18.461,70	18.309,12	18.156,55	18.003,97
[F] RECEITAS	0,00	19.072,00	18.919,43	18.766,85	18.614,27	18.461,70	18.309,12	18.156,55	18.003,97
[G] SALDO	556.134,94	13.510,65	13.358,08	13.205,50	13.052,92	12.900,35	12.747,77	12.595,20	12.442,62
[H] SALDO ACUMULADO	556.134,94	542.624,29	529.266,21	516.060,71	503.007,79	490.107,44	477.359,67	464.764,47	452.321,85
[I] VALOR PRESENTE	556.134,94	12.661,09	11.730,96	10.867,75	10.066,70	9.323,43	8.633,83	7.994,09	7.400,67
[J] VP ACUMULADO	556.134,94	543.473,85	531.742,88	520.875,14	510.808,43	501.485,00	492.851,17	484.857,08	477.456,41

Tabela 4.32 – Fluxo de caixa do SFV da quadra poliesportiva – anos 9 a 17

ANO	9	10	11	12	13	14	15	16	17
[A] Investimento Inicial									
[B] O&M	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35
[C] Troca de Inversor					37.000,00				
[D] DESPESAS	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	42.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35
[E] Economia em Energia	17.851,39	17.698,82	17.546,24	17.393,67	17.241,09	17.088,51	16.935,94	16.783,36	16.630,79
[F] RECEITAS	17.851,39	17.698,82	17.546,24	17.393,67	17.241,09	17.088,51	16.935,94	16.783,36	16.630,79
[G] SALDO	12.290,04	12.137,47	11.984,89	11.832,32	25.320,26	11.527,16	11.374,59	11.222,01	11.069,44
[H] SALDO ACUMULADO	440.031,81	427.894,34	415.909,45	404.077,13	429.397,39	417.870,23	406.495,64	395.273,63	384.204,19
[I] VALOR PRESENTE	6.850,26	6.339,82	5.866,48	5.427,61	10.884,33	4.643,56	4.293,97	3.969,98	3.669,77
[J] VP ACUMULADO	470.606,15	464.266,33	458.399,84	452.972,24	463.856,56	459.213,01	454.919,04	450.949,05	447.279,29

Tabela 4.33 – Fluxo de caixa do SFV da quadra poliesportiva – anos 18 a 25

ANO	18	19	20	21	22	23	24	25
[A] Investimento Inicial								
[B] O&M	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35
[C] Troca de Inversor								
[D] DESPESAS	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35	5.561,35
[E] Economia em Energia	16.478,21	16.325,63	16.173,06	16.020,48	15.867,91	15.715,33	15.562,75	15.410,18
[F] RECEITAS	16.478,21	16.325,63	16.173,06	16.020,48	15.867,91	15.715,33	15.562,75	15.410,18
[G] SALDO	10.916,86	10.764,28	10.611,71	10.459,13	10.306,56	10.153,98	10.001,40	9.848,83
[H] SALDO ACUMULADO	373.287,33	362.523,05	351.911,34	341.452,21	331.145,65	320.991,67	310.990,27	301.141,44
[I] VALOR PRESENTE	3.391,61	3.133,92	2.895,23	2.674,16	2.469,45	2.279,91	2.104,45	1.942,03
[J] VP ACUMULADO	443.887,68	440.753,76	437.858,53	435.184,37	432.714,91	430.435,00	428.330,55	426.388,52

Tabela 4.34 – Fluxo de caixa do SFV da administração – anos 0 a 8

ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8
[A] Investimento Inicial	119.718,75								
[B] O&M		1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19
[C] Troca de Inversor									
[D] DESPESAS	119.718,75	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19
[E] Economia em Energia		3.637,22	3.608,12	3.579,02	3.549,92	3.520,82	3.491,73	3.462,63	3.433,53
[F] RECEITAS	0,00	3.637,22	3.608,12	3.579,02	3.549,92	3.520,82	3.491,73	3.462,63	3.433,53
[G] SALDO	119.718,75	2.440,03	2.410,93	2.381,83	2.352,73	2.323,64	2.294,54	2.265,44	\$ 2.236,34
[H] SALDO ACUMULADO	119.718,75	117.278,72	114.867,79	112.485,96	110.133,22	107.809,59	105.515,05	103.249,61	101.013,26
[I] VALOR PRESENTE	119.718,75	2.286,60	2.117,26	1.960,18	1.814,48	1.679,36	1.554,05	1.437,86	1.330,14
[J] VP ACUMULADO	119.718,75	117.432,15	115.314,89	113.354,71	111.540,23	109.860,87	108.306,83	106.868,96	105.538,82

Tabela 4.35 – Fluxo de caixa do SFV da administração – anos 9 a 17

ANO	9	10	11	12	13	14	15	16	17
[A] Investimento Inicial									
[B] O&M	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19
[C] Troca de Inversor					20.000,00				
[D] DESPESAS	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	21.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19
[E] Economia em Energia	3.404,43	3.375,34	3.346,24	3.317,14	3.288,04	3.258,95	3.229,85	3.200,75	3.171,65
[F] RECEITAS	3.404,43	3.375,34	3.346,24	3.317,14	3.288,04	3.258,95	3.229,85	3.200,75	3.171,65
[G] SALDO	2.207,25	2.178,15	2.149,05	2.119,95	17.909,14	2.061,76	2.032,66	2.003,56	1.974,46
[H] SALDO ACUMULADO	98.806,02	96.627,87	94.478,82	92.358,86	110.268,01	108.206,25	106.173,59	104.170,03	102.195,56
[I] VALOR PRESENTE	1.230,28	1.137,72	1.051,94	972,44	7.698,54	830,55	767,34	708,80	654,58
[J] VP ACUMULADO	104.308,54	103.170,82	102.118,88	101.146,44	108.844,97	108.014,42	107.247,08	106.538,29	105.883,71

Tabela 4.36 – Fluxo de caixa do SFV da administração – anos 18 a 25

ANO	18	19	20	21	22	23	24	25
[A] Investimento Inicial								
[B] O&M	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19
[C] Troca de Inversor								
[D] DESPESAS	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19	1.197,19
[E] Economia em Energia	3.142,55	3.113,46	3.084,36	3.055,26	3.026,16	2.997,07	2.967,97	2.938,87
[F] RECEITAS	3.142,55	3.113,46	3.084,36	3.055,26	3.026,16	2.997,07	2.967,97	2.938,87
[G] SALDO	1.945,37	1.916,27	1.887,17	1.858,07	1.828,98	1.799,88	1.770,78	1.741,68
[H] SALDO ACUMULADO	100.250,20	98.333,93	96.446,76	94.588,68	92.759,71	90.959,83	89.189,05	87.447,37
[I] VALOR PRESENTE	604,38	557,90	514,88	475,07	438,22	404,13	372,60	343,43
[J] VP ACUMULADO	105.279,33	104.721,43	104.206,54	103.731,48	103.293,25	102.889,12	102.516,52	102.173,09

Com os resultados mostrados nos fluxos de caixa, os indicadores de viabilidade econômica do investimento em cada um dos SFVs puderam ser obtidos. Esses indicadores podem ser consultados na Tabela 4.37.

Tabela 4.37 – Resumo dos indicadores de viabilidade econômica

INDICADOR	SFV ACADEMIA	SFV QUADRA	SFV ADMINIST.
VPL	- R\$ 76.382,50	- R\$ 426.388,52	- R\$ 102.173,09
Tempo de Retorno		> 25 anos	
TIR	2,95% a.a.	< 0% a.a.	< 0% a.a.

Como pode ser observado, os indicadores de viabilidade econômica mostram que os resultados financeiros decorrentes da instalação dos três SFVs podem não ser atraentes ao investidor. Em geral, esses resultados foram influenciados pelo alto custo por watt-pico do investimento inicial, que foi afetado por fatores como o tipo de painel utilizado, o custo de importação e a cotação do dólar e do euro frente ao real.

Além disso, quando comparados a outros sistemas fotovoltaicos, as receitas com a economia em energia elétrica foram menores, uma vez que a tarifa cobrada pela CEB aos COPs no período fora de ponta é relativamente baixa. Para comparação, em maio de 2018 a tarifa hora-sazonal verde cobrada no período fora de ponta para um consumidor do subgrupo A4-Poder Público foi de 0,4550423 R\$/kWh; no mesmo mês, um hipotético consumidor do subgrupo B3-Poder Público, com o mesmo consumo do COP de Samambaia, pagaria 0,6830905 R\$/kWh (praticamente 50% a mais) [CEB].

No caso específico do SFV da administração, as receitas foram ainda menores devido à baixa energia específica, visto que a geração de energia fotovoltaica é reduzida por causa do ângulo de inclinação escolhido.

Considerando que o investimento será feito pelo setor público e que este tem a intenção de promover a tecnologia solar fotovoltaica por meio dos SFVs, talvez seja aceitável para o investidor que o VPL do projeto seja menor que zero, desde que parte significativa do investimento seja recuperada. A porcentagem recuperada do investimento foi definida como:

$$\text{Porcentagem recuperada} = \frac{\text{Investimento Inicial} + \text{VPL}}{\text{Investimento Inicial}} \times 100\%$$

Dito isso, a porcentagem recuperada do investimento em cada SFV é apresentada na Tabela 4.38.

Tabela 4.38 – Porcentagem recuperada do investimento

INDICADOR	SFV ACADEMIA	SFV QUADRA	SFV ADMINIST.
Investimento Inicial	R\$ 256.162,05	R\$ 556.134,94	R\$119.718,75
VPL	- R\$ 76.382,50	- R\$ 426.388,52	- R\$ 102.173,09
Quantia recuperada	R\$ 179.779,55	R\$ 129.746,42	R\$ 17.545,66
Porcentagem recuperada	70,18%	23,33%	14,66%

No caso do SFV da academia, pelo menos 70% do investimento inicial é recuperado, viabilizando o projeto sob o ponto de vista apresentado no parágrafo anterior à tabela. Por outro lado, nos outros dois SFVs a porcentagem recuperada do investimento inicial ainda é bem baixa.

4.2.4. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Sensibilidade ao Investimento Inicial

Em um sistema fotovoltaico, quanto maior o investimento inicial, menores o VPL e a TIR, e maior o tempo de retorno. Como o investimento inicial nas condições já apresentadas é relativamente alto e os indicadores de viabilidade econômica não foram favoráveis, conforme Tabela 4.37, a análise de sensibilidade foi feita considerando apenas valores de investimento inicial menores que aqueles estimados na Seção 4.2.2. Os Gráficos 4.3 e 4.4 mostram a sensibilidade dos indicadores de viabilidade ao investimento inicial (normalizado) para o SFV da academia.

Gráfico 4.3 - (VPL e Tempo de Retorno) vs Investimento Inicial normalizado - SFV da academia

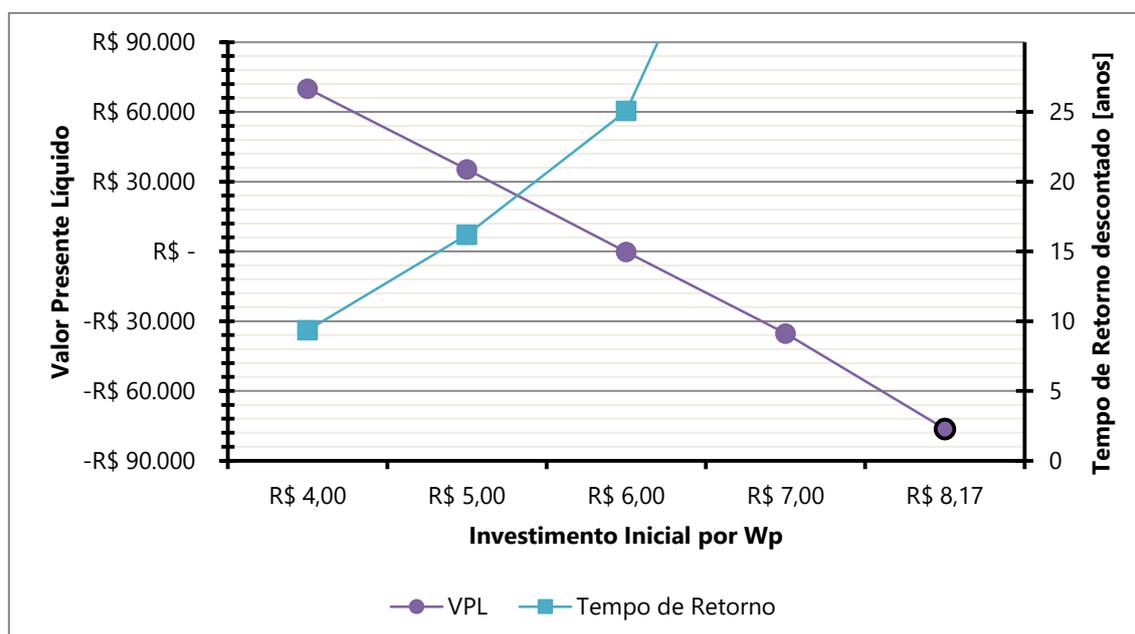
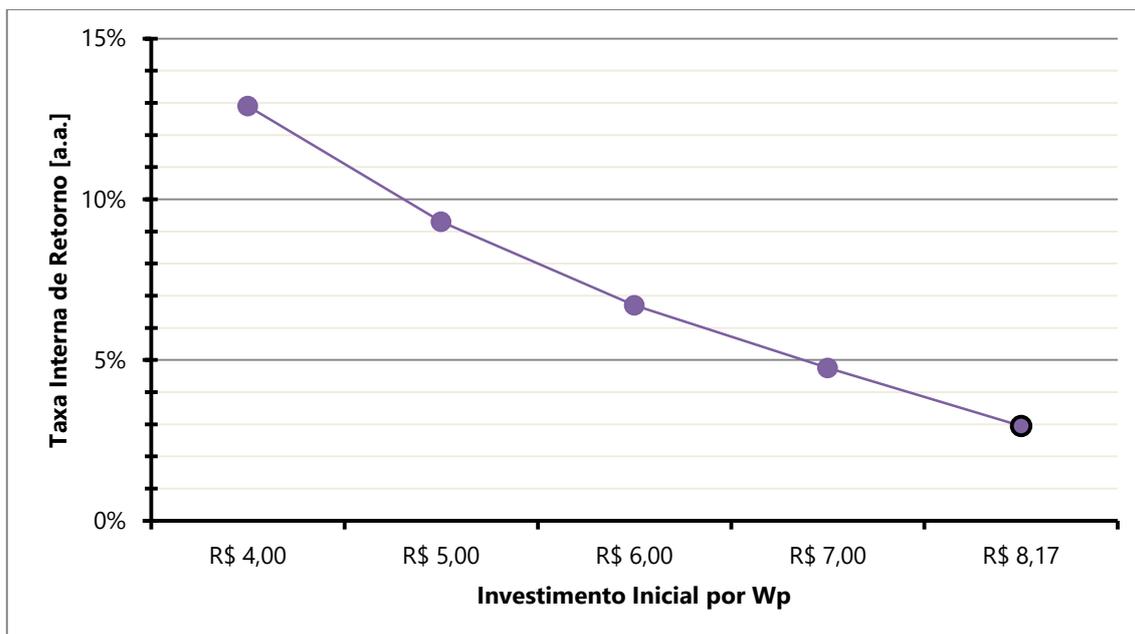


Gráfico 4.4 - TIR vs Investimento Inicial normalizado - SFV da academia



A sensibilidade dos indicadores de viabilidade do SFV da quadra poliesportiva ao investimento inicial é apresentada nos Gráficos 4.5 e 4.6.

Gráfico 4.5 - (VPL e Tempo de Retorno) vs Investimento Inicial normalizado - SFV da quadra

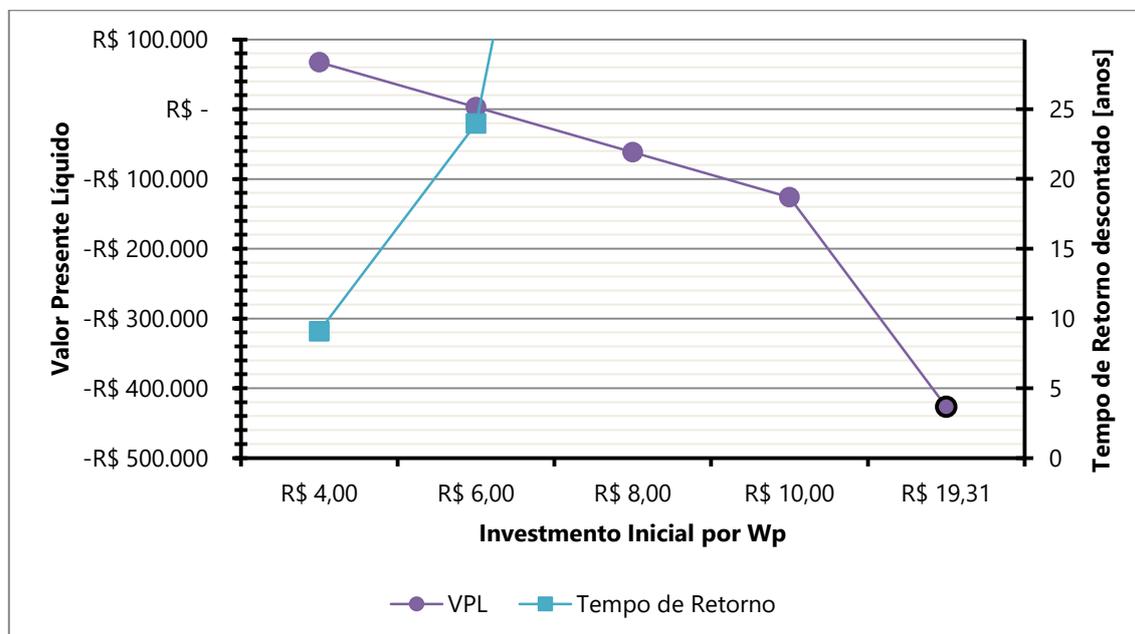
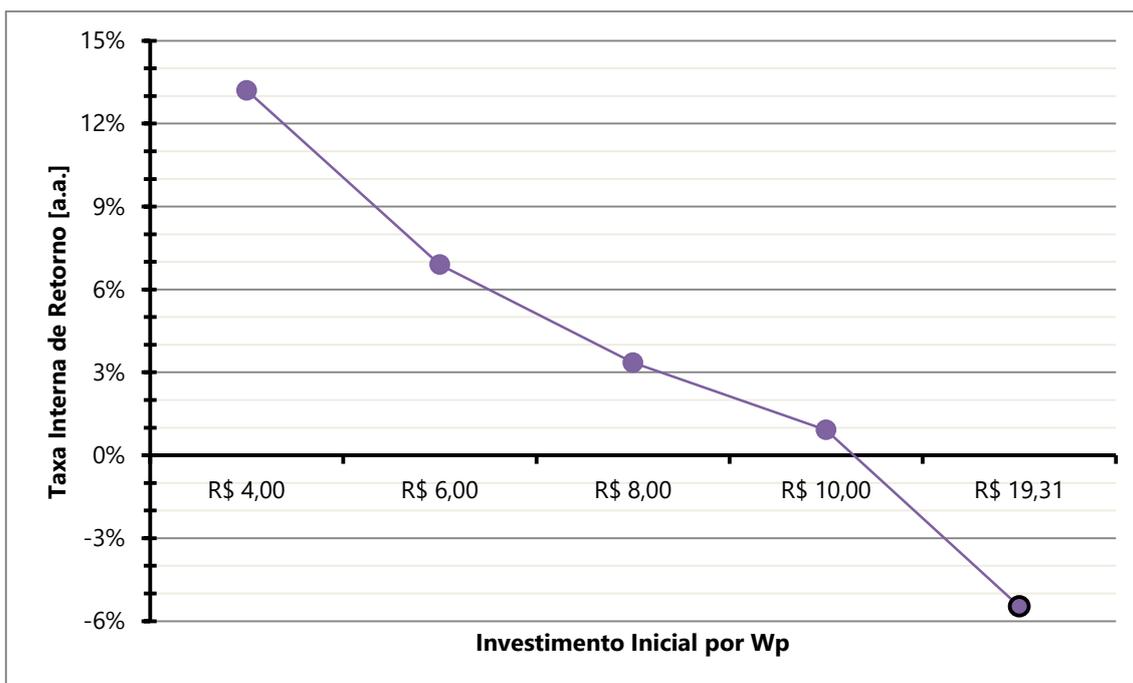
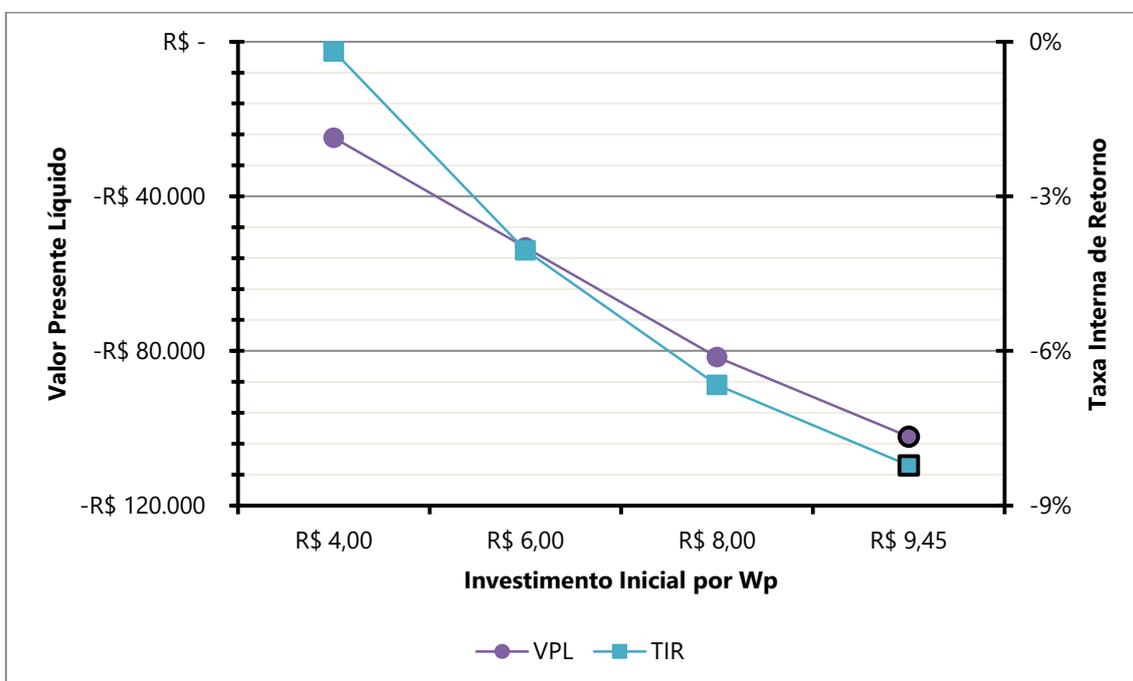


Gráfico 4.6 – TIR vs Investimento Inicial normalizado - SFV da quadra



A sensibilidade do VPL e da TIR ao investimento inicial normalizado no SFV da administração pode ser vista no Gráfico 4.7.

Gráfico 4.7 - (VPL e TIR) vs Investimento Inicial normalizado - SFV da Academia



Os indicadores de viabilidade econômica apresentados nos gráficos acima mostram que os projetos do SFV da academia e do SFV da quadra poliesportiva tornam-se financeiramente viáveis para investimentos com custos menores que R\$ 6,00/Wp, como mostra os indicadores de viabilidade da Tabela 4.39.

Tabela 4.39 - Indicadores de viabilidade econômica do SFV da academia e do SFV da quadra poliesportiva para um investimento inicial de R\$ 6,00/Wp

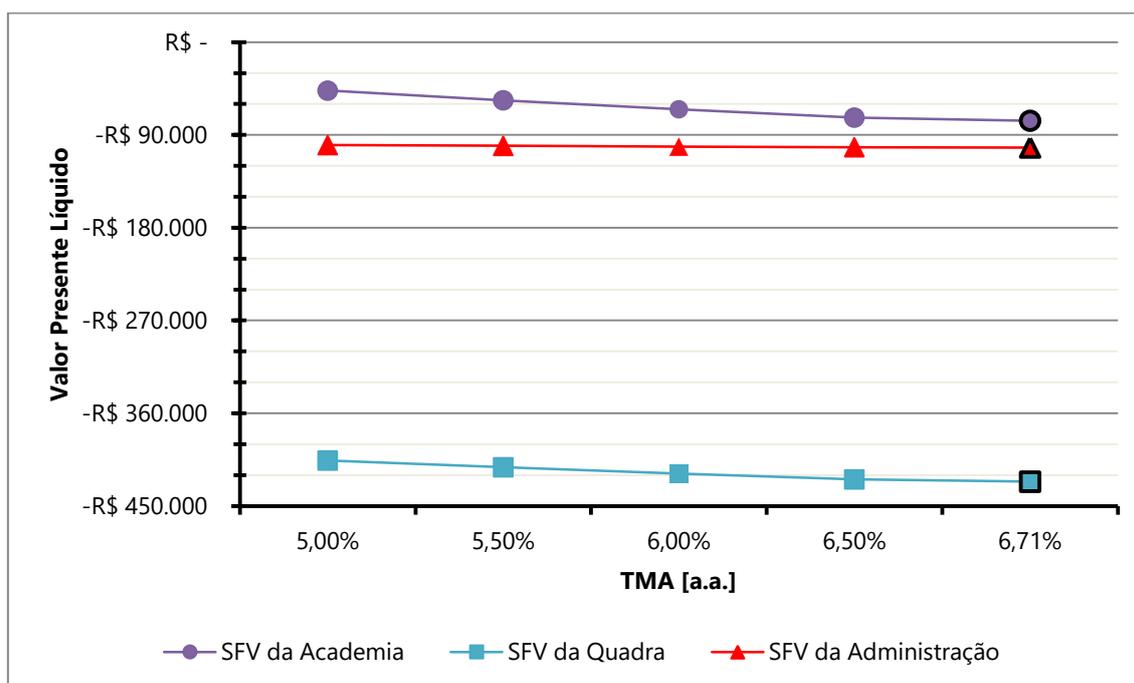
INDICADOR	SFV ACADEMIA	SFV QUADRA
VPL	- R\$ 203,95	R\$ 2.807,99
Tempo de Retorno	25,08 anos	23,96 anos
TIR	6,70%	6,90%

Por outro lado, os indicadores do SFV da administração não são economicamente atraentes, inclusive para valores de investimento por watt-pico bem baixos - a geração da energia elétrica por esse SFV continua pequena. Considerando um investimento de R\$ 4,00/Wp, tanto o VPL, quanto a TIR permanecem negativos. O tempo de retorno foi maior que 25 anos, para todos os valores considerados, e por isso não foi colocado nos gráficos.

Sensibilidade à TMA

Quanto menor a TMA, maior o VPL e menor o tempo de retorno do projeto. Para a TMA considerada inicialmente, de 6,71% a.a., os indicadores de viabilidade econômica mostraram que os SFVs já não eram financeiramente atrativos. Por isso, nesta análise de sensibilidade, apresentada no Gráfico 4.8, só foram considerados valores de TMA menores que 6,71% a.a.

Gráfico 4.8 - VPL vs TMA



Como pode ser notado no Gráfico 4.8, o decréscimo na TMA não alterou o cenário de inviabilidade financeira dos projetos. Novamente todos os tempos de retorno foram maiores do que 25 anos. Observa-se que o SFV da administração é o menos sensível a variações da TMA, porque é aquele que apresenta menor saldo de caixa.

Sensibilidade ao Reajuste Anual da CEB

Quanto maior o reajuste da tarifa da CEB, maior é a receita do fluxo de caixa (economia com a conta de energia elétrica) e, portanto, maiores o VPL e a TIR, e menor o tempo de retorno do projeto.

A análise de sensibilidade foi feita considerando a diferença entre o reajuste anual da CEB e a inflação. No caso inicial essa diferença foi considerada igual a zero. Para esta análise de sensibilidade, a linha [E] do fluxo de caixa passou a ser calculado da seguinte forma:

• [E]: $E_0 = 0$

$$E_{n,n \neq 0} = \text{GeraçãoFV}_{\text{ano}1} \times [1 - \text{Degrad}_{\text{painel}} \times (n-1)] \times \text{Tarifa}_{\text{CEB}} \times (1 + \Delta)^{n-1}$$

em que $\Delta = (\text{Reajuste da CEB}) - (\text{Inflação})$, dado em [% a.a.].

Pelos mesmos motivos apresentados nas análises de sensibilidade ao investimento inicial e à TMA, esta análise de sensibilidade não foi feita para valores de Δ negativos. Os resultados relativos ao VPL e à TIR são mostrados nos Gráficos 4.9 e 4.10, respectivamente.

Gráfico 4.9 - VPL vs Reajuste da Tarifa de Energia Elétrica

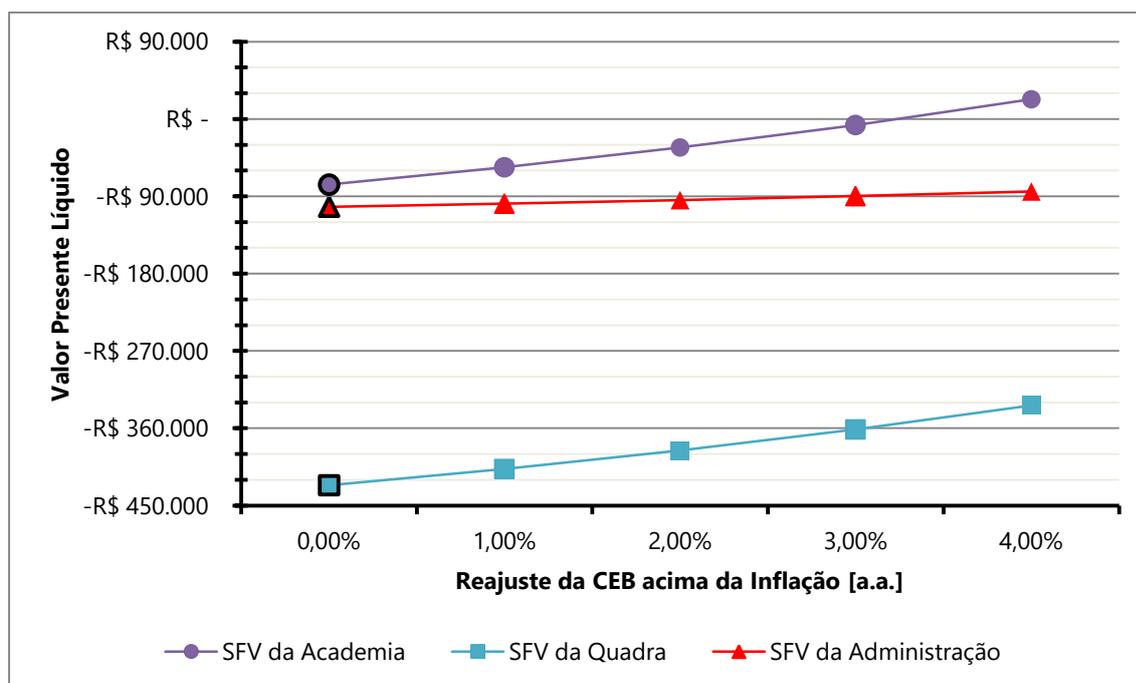
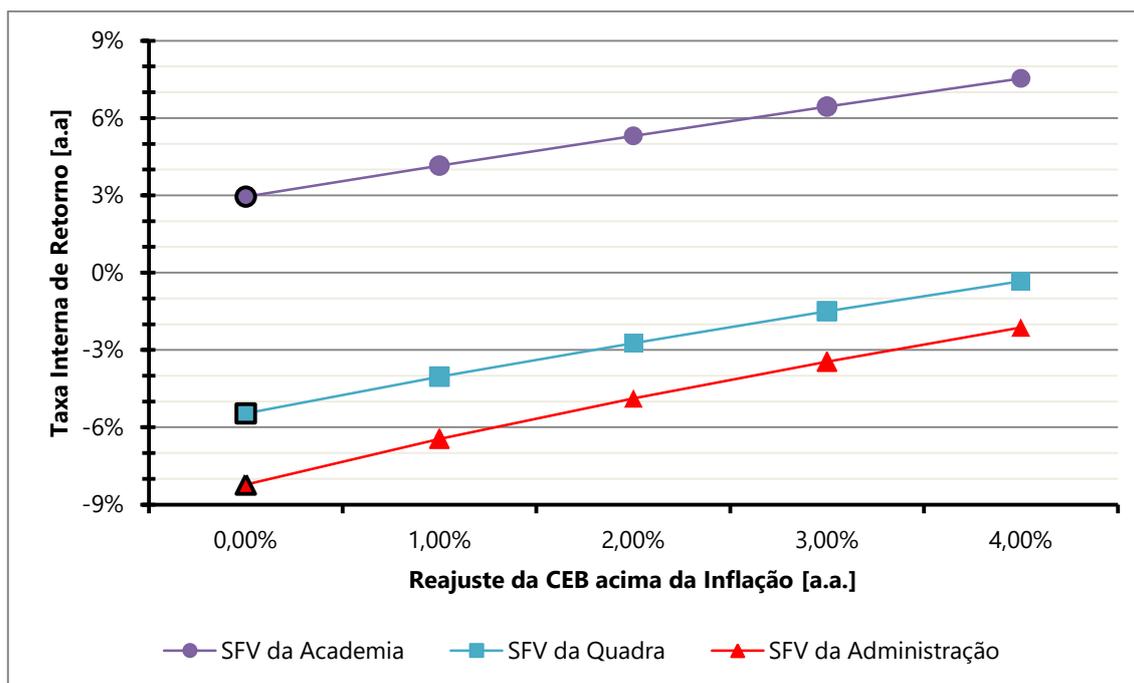


Gráfico 4.10 - TIR vs Reajuste da Tarifa de Energia Elétrica



Os indicadores de viabilidade econômica mostram que os projetos do SFV da quadra poliesportiva e do SFV da administração ainda não são financeiramente atrativos para os valores de reajuste considerados. Eles também mostram que a sensibilidade do VPL do SFV da administração em relação ao reajuste tarifário anual também é bem baixa.

O SFV da academia só é economicamente viável para o caso em que o reajuste tarifário da CEB é 4% maior do que a inflação. Nesse caso, o VPL é igual a R\$ 22.958,78, o tempo de retorno é de 22,15 anos e a TIR igual a 7,54% a.a.

4.2.5. ANÁLISE FINANCEIRA COM PAINÉIS TRADICIONAIS

Entre todos os parâmetros de entrada considerados na análise de sensibilidade, os indicadores de viabilidade econômica foram mais sensíveis à variação do investimento inicial.

A maneira mais imediata de reduzir o investimento inicial dos SFVs é substituir os painéis utilizados nos projetos por painéis tradicionais. Dessa forma, apesar da redução do apelo visual, os SFVs ainda poderiam ser vistos como projetos-vitrine e teriam custos associados menores.

Sob essa ótica, optou-se por apresentar uma análise alternativa e substituir os painéis escolhidos na Seção 4.1.8 por painéis comuns de silício cristalino – variando a potência e as dimensões originais o mínimo possível – e fazer uma nova simulação de geração de energia fotovoltaica e uma nova análise econômica. As especificações técnicas dos novos painéis podem ser vistas no Apêndice V. Neste

ponto, apenas os resultados mais relevantes são apresentados e comparados com o caso original. Essas informações estão nas Tabelas 4.40, 4.41 e 4.42.

Tabela 4.40 – Comparação entre o Caso Original e o Caso Alternativo para o SFV da academia

	CASO ORIGINAL	CASO ALTERNATIVO
Potência nominal	31,36 kWp	30,80 kWp
Preço por módulo	€ 190,00	R\$ 600,00
Preço final dos módulos	R\$ 126.943,71	R\$ 67.200,00
Investimento Inicial	R\$ 256.162,05	R\$ 162.812,50
Investimento Inicial/Wp	R\$ 8,17/Wp	R\$ 5,29/Wp
Geração anual	43.636,0 kWh	41.568,0 kWh
Energia específica	1.391,454 kWh/kWp	1.349,610 kWh/kWp
VPL	- R\$ 76.382,50	R\$ 17.409,43
Tempo de Retorno	> 25 anos	19,7 anos
TIR	2,95% a.a.	7,96% a.a.
% recuperada do investimento	70,18%	110,69%

Tabela 4.41 – Comparação entre o Caso Original e o Caso Alternativo para o SFV da quadra

	CASO ORIGINAL	CASO ALTERNATIVO
Potência nominal	28,80 kWp	27,36 kWp
Preço por módulo	US\$ 220,00	R\$ 400,00
Preço final dos módulos	R\$ 318.926,36	R\$ 115.200,00
Investimento Inicial	R\$ 556.134,94	R\$ 237.812,50
Investimento Inicial/Wp	R\$ 19,31/Wp	R\$ 8,69/Wp
Geração anual	40.909,3 kWh	31.285,7 kWh
Energia específica	1.420,462 kWh/kWp	1.143,483 kWh/kWp
VPL	- R\$ 426.388,52	- R\$ 119.896,58
Tempo de Retorno	> 25 anos	> 25 anos
TIR	< 0% a.a.	< 0% a.a.
% recuperada do investimento	23,33%	49,58%

Tabela 4.42 – Comparação entre o Caso Original e o Caso Alternativo para o SFV da administração

	CASO ORIGINAL	CASO ALTERNATIVO
Potência nominal	12,665 kWp	11,22 kWp
Preço por módulo	R\$ 380,00	R\$ 360,00
Preço final dos módulos	R\$ 56.620,00	R\$ 47.520,00
Investimento Inicial	R\$ 119.718,75	R\$ 105.500,00
Investimento Inicial/Wp	R\$ 9,45/Wp	R\$ 9,40/Wp
Geração anual	7.801,8 kWh	6.521,3 kWh
Energia específica	616,013 kWh/kWp	581,221 kWh/kWp
VPL	- R\$ 102.173,09	- R\$ 92.894,89
Tempo de Retorno		> 25 anos
TIR		< 0% a.a.
% recuperada do investimento	14,66%	11,95%

Percebe-se que a redução do investimento inicial do SFV da administração, em razão das mudanças feitas, não foi muito grande (R\$ 9,45/Wp para R\$ 9,40/Wp), logo, os resultados da análise financeira não foram muito diferentes.

A substituição por painéis tradicionais resultou em uma grande redução no investimento inicial do SFV da quadra poliesportiva. Entretanto, o SFV ainda é relativamente caro (R\$ 8,69/Wp) e, apesar do VPL ter aumentado significativamente, os indicadores de viabilidade econômica mostram que o SFV ainda não é financeiramente atrativo.

A troca de painéis também ocasionou uma redução significativa do investimento inicial do SFV da academia. Esse SFV, que no caso original apresentava os resultados econômicos mais razoáveis, passou a ser financeiramente atrativo, como mostra os indicadores de viabilidade econômica – VPL igual a R\$ 17.409,43, tempo de retorno de 19,7 anos e TIR igual a 7,96% a.a.

5. CONCLUSÃO

O trabalho apresentou a análise técnico-econômica de três sistemas fotovoltaicos demonstrativos projetados para serem instalados no COP de Samambaia, com possibilidade de serem replicados em outros COPs.

Juntos, os sistemas fotovoltaicos projetados somam 72,825 kWp de potência instalada, caracterizando a geração solar no COP de Samambaia como microgeração distribuída, nos termos da REN 482/2012. A energia gerada em um ano soma 92.347,1 kWh e representa pouco menos de 30% do consumo energético anual do COP no período fora de ponta.

O primeiro projeto consistiu na implantação de uma cobertura fotovoltaica semitransparente sobre os aparelhos da academia ao ar livre. Nesse sistema, cuja potência nominal é igual a 31,36 kWp, foram utilizados 112 painéis de 280 Wp e dois inversores de 12,5 kW. A cada inversor foram conectadas duas *strings* de 19 painéis e uma *string* com 18 módulos. As simulações mostram que, em um ano, a energia gerada pelo SFV da academia totaliza 43.636,0 kWh.

O segundo projeto trata da instalação de painéis fotovoltaicos flexíveis sobre a cobertura curva da quadra poliesportiva. O sistema projetado tem potência instalada de 28,8 kWp e é composto por oito *strings* com 36 painéis de 100 Wp em série. Foram utilizados dois inversores, do mesmo modelo escolhido para o SFV da academia, cada um deles conectado a quatro *strings*. A geração anual no SFV da quadra poliesportiva foi igual a 40.909,3 kWh.

O último projeto abordou a montagem de um sistema fotovoltaico sobre as fachadas verticais do prédio da administração. Nesse projeto, foram usados painéis de 85 Wp e inversores de 2,5 kW. O SFV da administração foi dividido em três subsistemas, em razão dos diferentes azimutes. Nos Subsistemas 1 e 2 foram associadas cinco *strings* com oito módulos cada aos respectivos inversores. No Subsistema 3, foram ligadas três *strings* com 11 módulos em série ao primeiro inversor e três *strings* de 12 painéis ao segundo inversor. Somando os três subsistemas, a potência instalada do SFV da administração é de 12,665 kWp; a geração elétrica anual totaliza 7.801,8 kWh.

Para privilegiar o aspecto visual, os painéis foram colocados em inclinações e azimutes que não são os ideais para o máximo aproveitamento de energia solar. As simulações mostraram que a redução na produção de energia decorrente dessa opção foi pequena no SFV da academia e no SFV da quadra – a geração do SFV da academia nas condições do projeto foi 6,32% menor do que a geração no caso ótimo; no SFV da quadra, esse valor foi de 9,78%. Entretanto, a redução no SFV da administração foi considerável, uma vez que a geração apresentada foi 56,26% menor do que a geração no caso ótimo.

Os painéis escolhidos para os sistemas demonstrativos são diferentes dos módulos de silício cristalino tradicionais, pois são feitos de materiais que proporcionam maior apelo visual aos SFVs. Os painéis escolhidos são, em geral, mais caros que os painéis tradicionais, devido às características construtivas.

Na pesquisa de preço dos módulos para composição do investimento inicial, observou-se que a variedade de painéis ofertada no mercado nacional é bem baixa. Por esse motivo, alguns dos módulos utilizados no trabalho tiveram que ser adquiridos no mercado internacional. Isso fez com que o custo final desses painéis ficasse ainda maior, pois além do custo de aquisição, é necessário considerar o custo de importação.

O investimento inicial nos projetos foi estimado em R\$ 256.162,05 para o SFV da academia (8,17 R\$/Wp), R\$ 556.134,94 para o SFV da quadra (19,31 R\$/Wp) e R\$ 119.718,75 para o SFV da administração (9,45 R\$/Wp).

Os indicadores de viabilidade mostram que, sob o aspecto financeiro, os investimentos ainda não são viáveis. Tanto o SFV da academia (-R\$ 76.382,50) quanto o SFV da quadra (-R\$ 426.388,52) e o SFV da administração (-R\$ 102.173,09) têm VPL negativo e, por consequência, o tempo de retorno é maior que o tempo de vida útil do projeto. Além disso, somente a TIR do SFV da academia, igual a 2,95% a.a., é maior do que zero.

Os resultados da análise financeira foram comprometidos principalmente pelo alto custo do investimento inicial, mas também estão relacionados com a tarifa relativamente baixa, quando comparada com unidades consumidoras residenciais, cobrada pela CEB para os consumidores do grupo A, como os COPs, no período fora de ponta.

A análise de sensibilidade mostrou que o investimento no SFV da administração, cuja geração elétrica é reduzida devido à inclinação dos painéis, é financeiramente inviável, independente do parâmetro de entrada variado. Reduzindo o investimento inicial a 6,00 R\$/Wp, o SFV da quadra torna-se economicamente viável – VPL = R\$ 2.807,99; tempo de retorno = 23,96 anos; TIR = 6,90% a.a. –, enquanto que o SFV da academia fica no limiar da viabilidade – VPL = -R\$ 203,95; tempo de retorno = 25,08 anos; TIR = 6,70% a.a.

Os projetos se mostraram pouco sensíveis à variação da TMA, permanecendo economicamente inviáveis. A análise de sensibilidade em relação à tarifa de CEB revelou que somente o SFV da academia pode se tornar financeiramente atrativo, desde que o reajuste anual da tarifa de energia esteja 4% acima da inflação. Nesse caso, o VPL passa a ser igual a R\$ 22.958,78, o tempo de retorno é de 22,15 anos e a TIR é igual a 7,54% a.a. Nos demais casos os projetos continuam inviáveis financeiramente.

Sabendo que os projetos foram mais sensíveis à variação do investimento inicial, foi apresentada uma análise técnico-econômica alternativa, na qual os painéis previamente escolhidos foram substituídos por painéis tradicionais de características semelhantes, porém mais baratos e comercializados no

Brasil. Os painéis alternativos do SFV da academia, do SFV da quadra e do SFV da administração têm potência nominal igual a 275 Wp, 95 Wp e 85 Wp, respectivamente.

Como consequência, o investimento inicial nos projetos diminuiu para R\$ 162.812,50 no SFV da academia (5,29 R\$/Wp), 237.812,50 no SFV da quadra poliesportiva (8,69 R\$/Wp) e R\$ 105.500,00 no SFV da administração (9,40 R\$/Wp). Apesar do decréscimo no investimento inicial, o SFV da quadra e o SFV da administração ainda se mantiveram inviáveis, sob o ponto de vista financeiro. O SFV da academia, por sua vez, teve VPL igual a R\$ 17.409,43, enquanto que o tempo de retorno foi de 19,7 anos e a TIR igual a 9,96%.

O trabalho buscou mostrar que a inserção de sistemas fotovoltaicos demonstrativos no COP de Samambaia é possível tecnicamente e que também pode ser feita nos demais COPs. Ainda que os resultados da análise financeira não sejam tão animadores, espera-se que os representantes do poder público apreciem este trabalho e enxerguem os benefícios que os projetos acarretariam sob os pontos de vista energético, ambiental e social. É esperado também que este trabalho motive outros engenheiros e estudantes a realizar estudos sobre temas relacionados ao conteúdo abordado, dentre os quais o autor sugere:

- Projeto de novos COPs, cujas construções sejam feitas visando abrigar sistemas fotovoltaicos e otimizar o aproveitamento do potencial solar;
- Projeto elétrico dos SFVs propostos;
- Projeto da estrutura que dá sustentação à cobertura fotovoltaica sobre a academia;
- Análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos que utilizam painéis semitransparentes bifaciais;
- Dificuldades e políticas públicas que podem ser adotadas para estimular o crescimento de SFIEs e SFAEs no Brasil;
- Políticas públicas que podem ser adotadas para reduzir o custo de importação de equipamentos fotovoltaicos;
- Criação de arquivos do tipo TMY3 com informações das séries históricas de dados ambientais de cidades brasileiras.

BIBLIOGRAFIA

ABINEE - Associação Brasileira de Indústria Elétrica e Eletrônica. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/>>. Acesso em: 27 de fevereiro de 2018.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Rio de Janeiro, 2004.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 8800: Projeto de Estruturas de Aço e Concreto de Edifícios**. Rio de Janeiro, 2008.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Brasília: Aneel, 2016.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 3**. Brasília: Aneel, 2016.

BALFOUR, J.; SHAW, M.; NASH, N. B. **Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaicos**. Tradução: Luiz Claudio de Queiroz Faria. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

BC - Banco Central do Brasil. **Início - Sistema de Metas para a Inflação - Copom - Histórico das Taxas de juros**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/>>. Acesso em: 20 de março de 2018.

BNDES - Banco Nacional do Desenvolvimento. **Financiamento - Guia do Financiamento - Taxa de Longo Prazo - TLP**. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/>>. Acesso em: 24 de maio de 2018.

CEB - Companhia Energética de Brasília. **Informações sobre Serviços - Padrão de Entrada de Energia e Geração Distribuída**. Disponível em: <<http://www.ceb.com.br/index.php/informacoes-ceb-separator/padrao-de-entrada-e-geracao-distribuida>>. Acesso em: 11 de abril de 2018.

CEB - Companhia Energética de Brasília. **NTD 6.09 - Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição CEB-D - Conexão em Baixa e Média Tensão**. Brasília, 2016.

CEB - Companhia Energética de Brasília. **Tudo sobre a sua Conta de Luz - Tarifas Vigentes**. Disponível em: <<http://www.ceb.com.br/index.php/tudo-sobre-a-conta-de-luz/>>. Acesso em: 28 de maio de 2018.

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em 21 de novembro de 2017.

FRAUNHOFER. **Photovoltaic Report**. 2018. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/>>. Acesso em: 28 de maio de 2018.

FRONTIN, S. de O.; BRASIL JR, A. C. P.; CARNEIRO, M. T. D.; DE GODOY, N. R. D (organizadores). **Usina Fotovoltaica Jaíba Solar - Planejamento e Engenharia**. Brasília: Teixeira Gráfica e Editora LTDA, 2017.

GOVERNO DE BRASÍLIA. **Balço de Realizações - Centros Olímpicos e Paralímpicos**. 2017. Disponível em: <<http://www.brasilia.df.gov.br/centros-olimpicos-e-paralimpicos-2/>>. Acesso em: 5 de fevereiro de 2018.

GOVERNO DE BRASÍLIA. **Portal da Transparência**. Disponível em: <<http://www.transparencia.df.gov.br/>>. Acesso em: 3 de janeiro de 2018.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor - Séries Históricas**. Disponível em: <<https://ww2.ibge.gov.br/home/>>. Acesso em: 19 de março de 2018.

IEA - International Energy Agency. **2018 Snapshot of Global Photovoltaic Markets**. 2017. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org/>>. Acesso em: 28 de maio de 2018.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Orientações Gerais para Fabricantes e Importadores sobre a Regulamentação de Equipamentos para Geração de Energia Fotovoltaica**. 2016. Disponível em: <<http://www2.inmetro.gov.br/pbe/>>. Acesso em: 2 de maio de 2018.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011**. 2011. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/>>. Acesso em: 6 de abril de 2018.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Portaria nº 357, de 01 de agosto de 2014**. 2014. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/>>. Acesso em: 6 de abril de 2018.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Programa Brasileiro de Etiquetagem - Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - Inversores Conectados à Rede (On Grid)**. 2017. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/>>. Acesso em: 4 de março de 2018

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Programa Brasileiro de Etiquetagem - Tabela de Eficiência Energética - Sistema de Energia Fotovoltaica - Módulos - Edição 2017**. 2017. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/>>. Acesso em: 23 de fevereiro de 2018.

INSTITUTO IDEAL. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica - Edição 2017**. 2017. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudoidealmercadofv2017_web>. Acesso em: 6 de abril de 2018.

KING, D. L.; GONZALEZ, S.; GALBRAITH, G. M.; BOYSON, W. E. **Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters**. Albuquerque: SNL, 2007. Disponível em: <<http://energy.sandia.gov/>>. Acesso em: 12 de março de 2018.

KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A. **Photovoltaic Array Performance Model**. Albuquerque: SNL, 2004. Disponível em: <<http://energy.sandia.gov/>>. Acesso em: 3 de março de 2018.

LABREN-CCST-INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª edição**. São José dos Campos, 2017. Disponível em: <<http://labren.ccst.inpe.br/>>. Acesso em: 25 de março de 2018.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro - Março/2018**. 2018. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em: 28 de maio de 2018.

MPOG - Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão. **Cartilha Energia - Como Analisar Gastos com Energia Elétrica**. 2015. Disponível em: <<http://189.9.150.57/assets/conteudo/midias/cartilha-de-energia-web.pdf>>. Acesso em: 8 de maio de 2018.

NAKABAYASHI, R. K.; **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições Atuais e Perspectivas Futuras**. São Paulo, 2014. Disponível em: <<http://www.iee.usp.br/lst/>>. Acesso em: 19 de março de 2018.

NASCIMENTO, R. L. **Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas**. Brasília, 2017. Disponível em: <<http://bd.camara.gov.br/>>. Acesso em: 28 de maio de 2018.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; de ABREU, S. L.; RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: SWERA, 2006.

PUCCINI, E. C. **Matemática Financeira e Análise de Investimentos**. Florianópolis: UFSC, 2011.

PVEDUCATION. **Home - Welcome to PVCDROM - Characterisation - Spectral Response**. Disponível em: <<http://www.pveducation.org/>>. Acesso em: 27 de março de 2018.

PVPMC - Photovoltaic Performance Modeling Collaborative. **Modeling Steps**. Disponível em: <<https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/>>. Acesso em: 26 de março de 2018.

PVPMC - Photovoltaic Performance Modeling Collaborative. **PVL_TestScript1**. Disponível em: <https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/>. Acesso em: 3 de janeiro de 2018.

RODRIGUES, K. F. de C.; ROZENFELD, H. **Análise de Viabilidade Econômica**. São Carlos, 2015. Disponível em: <<http://www.portaldeconhecimentos.org.br/>>. Acesso em: 10 de maio de 2018.

SEMA - Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Distrito Federal. **Programa Brasília Solar - Consulta Pública**. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www.sema.df.gov.br/>>. Acesso em: 13 de dezembro de 2017.

SEMA - Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Distrito Federal. **Programa Brasília Solar - Decreto nº 37.717**. Brasília, 2017. Disponível em: <<http://www.sema.df.gov.br/programa-brasilia-solar-decreto/>>. Acesso em: 06 de junho de 2018.

SETUL - Secretaria de Estado do Esporte, Turismo e Lazer. **Institucional - Informações gerais**. Disponível em: <<http://www.esporte.df.gov.br/informacoes-gerais-2/>>. Acesso em: 28 de janeiro de 2018.

SHAYANI, R. A. **Introdução aos Sistemas Solares Fotovoltaicos - Exemplo de Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico Isolado**. Brasília, 2009.

SONDA - Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais. **Estação de Brasília**. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br/>>. Acesso em: 4 de janeiro de 2018

UOL. **Uol Economia - Cotações - Câmbio**. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/cotacoes/cambio/>>. Acesso em: 10 de maio de 2018.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações - Sistemas Isolados e Conectados à Rede**. São Paulo: Érica, 2015.

WILCOX, S; MARION, W. **Users Manual for TMY3 Data Sets**. Golden: NREL, 2008. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/>>. Acesso em: 3 de janeiro de 2018.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; de OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

APÊNDICE

I. OS CENTROS OLÍMPICOS E PARALÍMPICOS

O primeiro COP a ser entregue à população foi o de Samambaia, no dia 16 de outubro de 2009. Desde então, outros 11 COPs foram inaugurados – o mais recente, em Planaltina, no dia 17 de setembro de 2017. Atualmente, os 12 COPs em funcionamento são:

- COP de Brazlândia;
- COP da Ceilândia – Parque da Vaquejada;
- COP da Ceilândia – Setor O;
- COP da Estrutural;
- COP do Gama;
- COP de Planaltina;
- COP do Recanto das Emas;
- COP do Riacho Fundo;
- COP de Samambaia;
- COP de Santa Maria;
- COP de São Sebastião;
- COP de Sobradinho.

Figura A.I.1 – Arte com a localização dos 12 COPs do DF



Fonte: Agência Brasília. Disponível em: <<https://www.agenciabrasilia.df.gov.br/2016/08/22/centros-olimpicos-do-df-tem-vagas-para-pessoas-com-deficiencia/>>. Acesso em: 18 fev 2018 (modificado).

Figura A.I.2 – Vista aérea do COP de Brazlândia



Fonte: Google Maps (modificado)

Figura A.I.3 – Vista aérea do COP de Ceilândia (Parque da Vaquejada)



Fonte: Google Maps (modificado)

Figura A.I.4 – Vista aérea do COP de Ceilândia (Setor O)



Fonte: Google Maps (modificado)

Figura A.I.5 – Vista aérea do COP da Estrutural



Fonte: Google Maps (modificado)

Figura A.I.6 – Vista aérea do COP do Gama



Fonte: Google Maps (modificado)

Figura A.I.7 – Vista aérea do COP de Planaltina



Fonte: Google Maps (modificado)

Figura A.I.8 – Vista aérea do COP do Recanto das Emas



Fonte: Google Maps (modificado)

Figura A.I.9 – Vista aérea do COP do Riacho Fundo



Fonte: Google Maps (modificado)

Figura A.I.10 – Vista aérea do COP de Samambaia



Fonte: Google Maps (modificado)

Figura A.I.11 – Vista aérea do COP de Santa Maria



Fonte: Google Maps (modificado)

Figura A.I.12 – Vista aérea do COP de São Sebastião



Fonte: Google Maps (modificado)

Figura A.I.13 – Vista aérea do COP de Sobradinho



Fonte: Google Maps (modificado)

II. ADEQUAÇÃO DOS DADOS PARA A AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR

Arquivos TMY3 são lidos pelo MATLAB por meio da função `pvl_readtmy3('nome_do_arquivo.csv')`. Após executada, essa função gera uma estrutura. Estruturas são matrizes especiais divididas em campos. Cada campo armazena um tipo de dado. A informação contida em um campo pode ser um valor numérico, um texto, uma matriz ou até mesmo outra estrutura, por exemplo.

Para avaliar o recurso solar disponível nos COPs, seria necessário ler no MATLAB o arquivo TMY3 da cidade de Brasília. Entretanto, não são encontrados arquivos no formato TMY3 de cidades brasileiras. O procedimento adotado foi ler no MATLAB o arquivo TMY3 de uma cidade norte-americana qualquer e substituir, no programa, os dados originais pelas informações ambientais de Brasília obtidas junto ao SONDA. A estrutura gerada em decorrência da leitura do arquivo TMY3 foi nomeada de `info`.

```
>> info = pvl_readtmy3('723650TY.csv');
```

Os campos de interesse dessa estrutura são os elencados na Tabela A.II.1:

Tabela A.II.1 – Campos de interesse da estrutura “info”

CAMPO	INFORMAÇÃO
<code>info.DateNumber</code>	Identificação de cada uma das 8760 horas do ano
<code>info.SiteTimeZone</code>	Diferença de fuso em relação ao UTC em [h]
<code>info.DNI</code>	Irradiância Direta Normal em [W/m ²]
<code>info.DHI</code>	Irradiância Difusa Horizontal em [W/m ²]
<code>info.GHI</code>	Irradiância Global Horizontal em [W/m ²]
<code>info.SiteLatitude</code>	Latitude em [°]
<code>info.SiteLongitude</code>	Longitude em [°]
<code>info.SiteElevation</code>	Altitude do local em [m]
<code>info.Pressure</code>	Pressão atmosférica em [mbar]
<code>info.DryBulb</code>	Temperatura de bulbo seco (ambiente) em [°C]
<code>info.Wspd</code>	Velocidade do vento em [m/s]

O passo seguinte é substituir os dados originais. O campo `info.tempo` foi o único a permanecer inalterado, pois a contagem do tempo é a mesma, independente do local escolhido.

O campo `info.fuso` deve ser preenchido com a diferença de fuso-horário entre Brasília e o UTC. Essa diferença é de -3 horas.

```
>> info.fuso = -3;
```

Os campos `info.latitude`, `info.longitude` e `info.altitude` foram preenchidos com as coordenadas geográficas e altitude em relação ao nível do mar da estação SONDA localizada em Brasília. Segundo o SONDA, essa estação se encontra a 1023 m acima do nível do mar e suas coordenadas são: 15,60083° S e 47,71306° O.

```
>> info.latitude = -15.60083; % a latitude é positiva ao norte
    e negativa ao sul, por convenção
>> info.longitude = -47.71306; % a longitude é positiva a leste
    e negativa a oeste, por convenção
>> info.altitude = 1023;
```

Os demais campos – `info.Gn`, `info.Gdif`, `info.G`, `info.pressao`, `info.temperatura` e `info.vel_vento` – são matrizes de dimensão 8760x1 e foram preenchidos substituindo os dados originais pelos dados dos arquivos disponibilizados pelo SONDA.

Substituídos os dados pelas informações do arquivo SONDA, percebeu-se que alguns campos – `info.G`, `info.Gn`, `info.Gdif` e `info.vel_vento` – possuíam alguns dados com valores negativos, mas de pequena magnitude. Esses valores não eram esperados, pois os indicadores de irradiância deveriam ser positivos na presença de luminosidade; na ausência de luz, eles seriam iguais a zero.

Da mesma forma, não eram esperados valores negativos para velocidade do vento. Nos arquivos do SONDA, a velocidade do vento é descrita por dois conjuntos de informações: módulo da velocidade e direção do vento. Somente a primeira é utilizada neste trabalho, portanto, os valores do campo `info.vel_vento` deveriam ser todos maiores ou iguais a zero.

Para que os dados fossem mais coerentes, todos os valores negativos não esperados foram substituídos por zero no MATLAB.

```
>> info.G = (info.G).*(info.G>=0);
>> info.Gn = (info.Gn).*(info.Gn>=0);
>> info.Gdif = (info.Gdif).*(info.Gdif>=0);
>> info.vel_vento = (info.vel_vento).*(info.vel_vento>=0);
```

Feito isso, os dados ambientais necessários para o trabalho já estavam convenientemente armazenados no MATLAB na estrutura `info` e foram salvos em um arquivo do tipo `.mat`, para posterior uso.

```
>> save info
```

Na obtenção dos resultados foram usadas três funções matemáticas da SNL. São elas:

- **`pvl_maketimestruct`**: cria uma estrutura que organiza as informações relacionadas ao tempo e classifica-as quanto ao ano, ao mês, ao dia e à hora – quanto ao minuto e ao segundo também, mas essas classificações não são relevantes para o trabalho; a estrutura criada possui um campo para cada tipo de classificação; a função tem como entradas os campos `info.tempo` e `info.fuso`.
- **`pvl_makelocationstruct`**: cria uma estrutura com as informações relacionadas ao local em que os dados ambientais foram medidos; a função tem como entradas os campos `info.latitude`, `info.longitude` e `info.altitude`.
- **`pvl_ephemeris`**: é uma função criada com base no modelo matemático desenvolvido pelo PVPMC para estimar a posição do Sol; tem como entradas os campos `info.pressao` e `info.temperatura`, e as estruturas criadas pelas funções `pvl_maketimestruct` e `pvl_makelocationstruct`; as saídas de interesse são o ângulo azimutal do Sol, a altura solar aparente (considerando o efeito da refração na atmosfera) e a altura solar real (sem o efeito da refração na atmosfera), todas medidas em graus ($^{\circ}$); a outra saída é a hora solar; vale lembrar que uma saída indireta dessa função é o ângulo zenital, que é complementar à altura solar.

```
>> tempo = pvl_maketimestruct(info.tempo,info.fuso);
>> local = pvl_makelocationstruct(info.latitude,info.longitude,
    info.altitude);
>> [AzSol, AltSol, AltSolAp, HSol] = pvl_ephemeris(tempo,local,
    info.pressao*100,info.temperatura);
>> AZen = 90-AltSolAp;
```

Por causa da utilidade que essas informações têm ao longo deste trabalho, elas foram salvas (juntas à estrutura `info`) no arquivo `'info_v2.mat'`.

Quanto à função `pvl_ephemeris`, é importante dizer que ela considera que a pressão atmosférica é dada em [Pa]. Entretanto, no arquivo `'info.mat'`, essa informação é medida em [mbar]. É preciso então converter valores de [mbar] para [Pa] (1 mbar = 100 Pa).

Constatações adicionais

- A contagem de tempo nos arquivos do SONDA é feita seguindo o UTC+0, ou seja, se no arquivo consta que determinada informação foi coletada às 8 horas, na verdade, ela foi medida às 5 horas no horário oficial de Brasília (UTC-3), por exemplo. Além disso, nos arquivos SONDA e neste trabalho não é considerado o horário de verão.
- O arquivo TMY3 é montado com base em um banco de dados, ou seja, considera séries históricas para montar um ano típico. Os dados disponibilizados pelo SONDA são referentes a instantes únicos no tempo que, quando combinados, detalham um ano real.
- Arquivos TMY3 contêm uma série de informações para cada hora do ano, totalizando 8760 séries de informações, enquanto que os arquivos do SONDA possuem uma série de informações para cada minuto do ano, totalizando 525600 séries de informações. A informação contida em cada hora do ano nos dados originais (arquivo TMY3) foi substituída pela média aritmética simples das informações contidas nos 60 minutos equivalentes a essa hora, presentes nos arquivos do SONDA.

III. MODELAGEM DA COBERTURA FOTOVOLTAICA

A academia ao ar livre ocupa uma área de 150 m² (10 m de largura por 15 m de comprimento). Optou-se por considerar inicialmente que a área da projeção da cobertura fotovoltaica sobre o plano horizontal deveria ser um pouco superior à área da academia. Para isso, foi estabelecido que a área da projeção da cobertura seria de 176 m² (11 m de largura por 16 m comprimento).

Foi definido que, por questões estéticas e funcionais, a cobertura fotovoltaica deveria estar a no mínimo 4 m e no máximo a 6 m do solo. Também por questões estéticas e pelo fato de a cobertura ter um comprimento grande, optou-se por dividi-la em duas faces com a mesma inclinação, mas com azimutes opostos.

Como a cobertura ainda não está construída, a definição do ângulo de inclinação dos painéis é livre e poderia ser, por exemplo, o ângulo de aproveitamento máximo dos raios solares para geração fotovoltaica. Porém, a depender do ângulo, a altura da cobertura pode ficar superior a 6 m. A altura máxima da cobertura varia em função do ângulo de inclinação da seguinte maneira:

$$H_{MÁX} = H_{MÍN} + C/2 \times \tan(\beta) = 4 + 8 \times \tan(\beta)$$

A Tabela A.III.1 contém alguns valores de $H_{MÁX}$ em função dos valores de β .

Tabela A.III.1 – $H_{MÁX}$ para cinco valores de β

β	$H_{MÁX}$ [m]
5°	4,70
10°	5,41
15°	6,14
20°	6,91
25°	7,73

Se o ângulo de inclinação é maior ou igual a 15°, a altura máxima da cobertura fica maior do que 6 m. Por outro lado, aconselha-se que a inclinação mínima de um SFV seja de 10°, para favorecer a autolimpeza dos módulos pela ação da água da chuva [CRESESB, 2014, p. 367]. Assim, o ângulo de inclinação escolhido para as faces da cobertura fotovoltaica é de 10°, que resulta em uma altura máxima da cobertura fotovoltaica igual a 5,41 m.

IV. PARÂMETROS DOS MÓDULOS E INVERSORES FOTOVOLTAICOS UTILIZADOS PELO MODELO DO PVPMC

Painéis

A planilha “Banco_PaineisFV.xlsx” deve ser preenchida com as seguintes informações referentes aos módulos fotovoltaicos:

- **Model:** nome/número do modelo do painel;
- **Vintage:** ano de fabricação do painel;
- **Module Area:** área total do painel em [m²];
- **Material:** material da célula solar;
- **Series Cells:** número de células em série por *string* no painel;
- **Parallel C-S:** número de *strings* de células em paralelo no painel;
- **Isc:** corrente de curto-circuito (STC) em [A];
- **Voco:** tensão de circuito aberto (STC) em [V];
- **Impo:** corrente de máxima potência (STC) em [A];
- **Vmpo:** tensão de máxima potência (STC) em [V];
- **aIsc:** coeficiente de temperatura (normalizado) para corrente de curto-circuito, medido em [°C⁻¹];
- **aImp:** coeficiente de temperatura (normalizado) para corrente de máxima potência, em [°C⁻¹];
→ foi considerado que aImp = aIsc;
- **[C0 C1]:** coeficientes que relacionam a corrente de máxima potência à irradiância efetiva;
→ valores padrão: $\begin{cases} \text{m-Si: [C0 C1]} = [1,004 \quad -0,004] \\ \text{p-Si: [C0 C1]} = [0,991 \quad 0,009] \end{cases}$;
- **BVoco:** coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto a 1000 W/m², em [V/°C];
- **mBVoc:** dependência de BVoco em função da irradiância, medida em [V/°C];
→ valor padrão: mBVoc = 0 V/°C;
- **BVmpo:** coeficiente de temperatura para tensão de máxima potência a 1000 W/m², em [V/°C];
- **mBVmpo:** dependência de BVmpo em função da irradiância, medida em [V/°C];
→ valor padrão: mBVmpo = 0 V/°C;
- **n:** fator de idealidade do diodo;
→ valor padrão: $\begin{cases} \text{m-Si: n} = 1,289 \\ \text{p-Si: n} = 1,350 \end{cases}$;
- **[C2 C3]:** coeficientes que relacionam a tensão de máxima potência à irradiância efetiva;
→ valores padrão: $\begin{cases} \text{m-Si: [C2 C3]} = [0,004 \quad -8,351] \\ \text{p-Si: [C2 C3]} = [-0,117 \quad -10,991] \end{cases}$;

- **[A0 A1 A2 A3 A4]:** coeficientes da função ‘f1’ (nomenclatura da SNL), que avalia a influência da variação da massa de ar ao longo do dia no espectro solar e os efeitos resultantes na irradiância efetiva e na corrente de curto-circuito;

$$\rightarrow \text{valores padrão: } \begin{cases} \text{m-Si: } A = [0,9315 & 0,0597 & -0,0107 & 0,0008 & -0,00002] \\ \text{p-Si: } A = [0,9219 & 0,0709 & -0,0143 & 0,0012 & -0,00003] \end{cases};$$

- **[B0 B1 B2 B3 B4 B5]:** coeficientes da função f2, que avalia a influência de efeitos ópticos no ângulo de incidência da luz solar;

$$\rightarrow \text{valores padrão: } B = [1 \quad -2,438 \times 10^{-3} \quad 3,103 \times 10^{-4} \quad -1,246 \times 10^{-5} \quad 2,11 \times 10^{-7} \quad -1,36 \times 10^{-9}];$$

- **d(Tc):** diferença entre a temperatura da célula solar e da parte traseira do painel a 1000 W/m², medida em [°C]

$$\rightarrow \text{valores padrão: } \begin{cases} \text{Si (suspenso): } d(Tc) = 3 \text{ } ^\circ\text{C} \\ \text{Si (junto à cobertura): } d(Tc) = 1 \text{ } ^\circ\text{C} \\ \text{Filme fino: } d(Tc) = 3 \text{ } ^\circ\text{C} \end{cases}$$

- **fd:** fração da irradiância difusa no plano de incidência do painel que é efetivamente utilizada pelo módulo;

$$\rightarrow \text{valor padrão: } fd = 1;$$

- **[a b]:** coeficientes do modelo que estima a temperatura do módulo em função da temperatura ambiente, da irradiância e da velocidade do vento – coeficientes da função mostrada na Seção 2.8.2.1;

$$\rightarrow \text{valores padrão: } \begin{cases} \text{Si (suspenso): } [a \ b] = [-3,47 \quad -0,0594] \\ \text{Si (junto à cobertura): } [a \ b] = [-2,98 \quad -0,0471] \\ \text{Filme fino: } [a \ b] = [-3,58 \quad -0,113] \end{cases}$$

- **Ixo:** corrente quando a tensão do painel é metade da tensão de circuito aberto, medida em [A];

$$\rightarrow \text{com base nos dados observados dos demais painéis da planilha, foram assumidos os seguintes valores: } \begin{cases} \text{Silício: } I_{xo} = 0,98 \times I_{sco} \\ \text{Filme fino: } I_{xo} = 0,93 \times I_{sco} \end{cases};$$

- **[C4 C5]:** coeficientes que relacionam Ixo à irradiância efetiva;

$$\rightarrow \text{valores padrão: } \begin{cases} \text{m-Si: } [C4 \ C5] = [0,993 \quad 0,007] \\ \text{p-Si: } [C4 \ C5] = [0,987 \quad 0,013] \end{cases};$$

- **Ixoo:** corrente quando a tensão do painel é o valor médio entre a tensão de máxima potência e a tensão de circuito aberto, medida em [A];

$$\rightarrow \text{com base nos dados observados dos demais painéis da planilha, foram assumidos os seguintes valores: } \begin{cases} \text{Silício: } I_{xoo} = 0,65 \times I_{sco} \\ \text{Filme fino: } I_{xoo} = 0,58 \times I_{sco} \end{cases};$$

- **[C6 C7]:** coeficientes que relacionam Ixoo à irradiância efetiva;

$$\rightarrow \text{valores padrão: } \begin{cases} \text{m-Si: } [C6 \ C7] = [1,125 \quad -0,125] \\ \text{p-Si: } [C6 \ C7] = [1,118 \quad -0,118] \end{cases}.$$

Os campos de informações foram preenchidos com os dados mostrados na tabela da especificação técnica de cada painel, quando possível. Contudo, alguns campos são referentes a valores que devem ser obtidos empiricamente. Diante dessa impossibilidade, optou-se por inserir os valores padrões sugeridos pela SNL ou os valores de painéis semelhantes já existentes na planilha, quando necessário.

Figura A.IV.1 – Exemplo de preenchimento da planilha “Banco_PaineisFV”

	A	B	C	D	E	F	G
1	Model	Vintage	Module Area [m ²]	Material	Series Cells	Parallel C-S	Isco
524	Módulo da Academia	2018	1,677	c-Si	60	1	9,49
525	Módulo da Quadra	2018	0,996	CIGS	36	1	6,4
526	Módulo da Administração	2018	0,72	CdTe	57	1	2,11

Inversores

O primeiro passo para adicionar um inversor ao modelo do PVPMC é ler o banco de dados.

```
>> load('SandiaInverterDatabaseSAM2014.1.14.mat')
```

O arquivo lido gera um vetor com os nomes dos inversores (`InverterNames`) e uma estrutura com as respectivas especificações técnicas (`SNLInverterDB`).

Em seguida, no editor do MATLAB foram acrescentados os inversores escolhidos ao longo deste texto e seus respectivos dados, para preencher os campos que vão definir os parâmetros de performance. Como os SPMPs do inversor de 12,5 kW têm características distintas (a corrente máxima de entrada é diferente) foi destinada uma linha da planilha para cada um deles.

Os campos da planilha que devem ser preenchidos são:

- **Name:** nome/modelo do inversor;
- **Vac:** tensão de saída em [V];

- **Pac0**: potência de saída máxima nas condições nominais de operação, medida em [W];
→ foi assumido que a potência de saída máxima é igual à potência de saída nominal do inversor;
- **Pdc0**: potência de entrada que resulta em uma potência de saída igual a Pac0, nas condições nominais de operação, medida em [W];
→ foi considerado que $Pdc0 = Pac0 / \eta_{inv,m\acute{a}x}$;
- **Vdc0**: tensão de entrada que resulta em uma potência de saída igual a Pac0, nas condições nominais de operação, medida em [V];
- **Ps0**: potência mínima de entrada necessária para dar início ao funcionamento do inversor, medida em [W];
→ com base nos dados observados dos demais inversores da planilha, foi assumido que $Ps0 = 0,01 \times Pdc0$;
- **C0**: parâmetro que define a curvatura da parábola que modela a relação entre a potência de saída e a potência de entrada, nas condições nominais de operação, medido em [W^{-1}];
→ valor padrão: $C0 = 0 W^{-1}$;
- **C1**: parâmetro que define a variação de Pdc0 em função da tensão de entrada, medido em [V^{-1}];
→ valor padrão: $C1 = 0 V^{-1}$;
- **C2**: parâmetro que define a variação de Ps0 em função da tensão de entrada, medido em [V^{-1}];
→ valor padrão: $C2 = 0 V^{-1}$;
- **C3**: parâmetro que define a variação de C0 em função da tensão de entrada, medido em [V^{-1}];
→ valor padrão: $C3 = 0 V^{-1}$;
- **Pnt**: autoconsumo do inversor, medido em [W];
- **Vdcmax**: tensão de entrada máxima suportada pelo inversor, medida em [V];
- **Idcmax**: corrente de entrada máxima suportada pelo inversor, medida em [A];
- **MPPTLow**: tensão mínima de atuação do SPMP, medida em [V];
- **MPPTHi**: tensão máxima de atuação do SPMP, medida em [V].

V. ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DOS PAINÉIS ALTERNATIVOS

Tabela A.V.1 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico alternativo da academia ao ar livre

PARÂMETROS ELÉTRICOS (STC)	
Potência máxima (P_{mpp})	275 Wp
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	38,0 V
Tensão na máxima potência (V_{mp})	31,0 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	9,45 A
Corrente na máxima potência (I_{mp})	8,88 A
Eficiência do módulo (η_m)	16,80 %
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Comprimento (C)	1.650 mm
Largura (L)	992 mm
Altura (H)	40 mm
Área (C \times L)	1,6368 m ²
Massa (M)	18,2 kg
CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS	
Coefficiente de temperatura I_{sc}	0,050 %/°C
Coefficiente de temperatura V_{oc}	-0,31 %/°C
Coefficiente de temperatura P_{mpp}	-0,41 %/°C

Tabela A.V.2 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico alternativo da quadra poliesportiva

PARÂMETROS ELÉTRICOS (STC)	
Potência máxima (P_{mpp})	95 Wp
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	22,5 V
Tensão na máxima potência (V_{mp})	18,18 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	5,49 A
Corrente na máxima potência (I_{mp})	5,23 A
Eficiência do módulo (η_m)	14,30 %
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Comprimento (C)	1.010 mm
Largura (L)	660 mm
Altura (H)	25 mm
Área (C \times L)	0,6666 m ²
Massa (M)	7,65 kg
CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS	
Coefficiente de temperatura I_{sc}	0,060 %/°C
Coefficiente de temperatura V_{oc}	-0,33 %/°C
Coefficiente de temperatura P_{mpp}	-0,45 %/°C

Tabela A.V.3 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico alternativo do prédio da administração

PARÂMETROS ELÉTRICOS (STC)	
Potência máxima (P_{mpp})	85 Wp
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	21,63 V
Tensão na máxima potência (V_{mp})	18,1 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	5,1 A
Corrente na máxima potência (I_{mp})	4,7 A
Eficiência do módulo (η_m)	12,76 %
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS*	
Comprimento (C)	940 mm
Largura (L)	680 mm
Altura (H)	35 mm
Área (C \times L)	0,6392 m ²
Massa (M)	7,9 kg
CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS	
Coefficiente de temperatura I_{sc}	0,050 %/°C
Coefficiente de temperatura V_{oc}	-0,35 %/°C
Coefficiente de temperatura P_{mpp}	-0,47 %/°C

* em razão das dimensões físicas do novo painel, os Subsistemas 1 e 2 do SFV da administração passam a ter 36 painéis cada, e o Subsistema 3 passa a ter 60 painéis; o novo arranjo elétrico passa a ser: 2 *strings* com 18 painéis em série nos Subsistemas 1 e 2, e 4 *strings* com 15 painéis em série no Subsistema 3 (2 *strings* por inversor).

VI. FUNÇÕES DESENVOLVIDAS NO MATLAB

```

function Medias_Irrad
% Cálculo da irradiação (H e Hn) diária média por mês

load info_v2
for mes=1:12
    if mes == [1 3 5 7 8 10 12]
        for dia=[1:1:31]
            % Cálculo de H e Hn ao longo de cada dia
            data = and(tempo.month == mes, tempo.day == dia);
            I = info.G(data); In = info.Gn(data);
            Hdia = sum(I); Hndia = sum(In);
            % Média e Desvio da irradiação diária dentro de cada mês
            H(dia) = Hdia; Hn(dia) = Hndia;
            H_m = mean(H); H_dp = std(H);
            Hn_m = mean(Hn); Hn_dp = std(Hn);
            m_H(mes) = H_m; dp_H(mes) = H_dp;
            m_Hn(mes) = Hn_m; dp_Hn(mes) = Hn_dp;
        end

    elseif mes == 2
        for dia=[1:1:28]
            data = and(tempo.month == mes, tempo.day == dia);
            I = info.G(data); In = info.Gn(data);
            Hdia = sum(I); Hndia = sum(In);
            H(dia) = Hdia; Hn(dia) = Hndia;
            H_m = mean(H); H_dp = std(H);
            Hn_m = mean(Hn); Hn_dp = std(Hn);
            m_H(mes) = H_m; dp_H(mes) = H_dp;
            m_Hn(mes) = Hn_m; dp_Hn(mes) = Hn_dp;
        end

    else mes == [2 4 6 9 11];
        for dia=[1:1:30]
            data = and(tempo.month == mes, tempo.day == dia);
            I = info.G(data); In = info.Gn(data);
            Hdia = sum(I); Hndia = sum(In);
            H(dia) = Hdia; Hn(dia) = Hndia;
            H_m = mean(H); H_dp = std(H);
            Hn_m = mean(Hn); Hn_dp = std(Hn);
            m_H(mes) = H_m; dp_H(mes) = H_dp;
            m_Hn(mes) = Hn_m; dp_Hn(mes) = Hn_dp;
        end
    end
end

t = [1:1:12]';
figure
bar(t,m_H), hold all, errorbar(t,m_H,dp_H)
axis([0 13 0 8000]), xlabel('Mês'), ylabel('Irradiação/dia (Wh/m².dia)')
title('Médias Mensais - H/dia','FontSize',14), grid on
figure
bar(t,m_Hn), hold all, errorbar(t,m_Hn,dp_Hn)
axis([0 13 0 9500]), xlabel('Mês'), ylabel('Irradiação/dia (Wh/m².dia)')
title('Médias Mensais - H n/dia','FontSize',14), grid on

```

```

function Desemp_arranjo
% Calcula o desempenho do arranjo elétrico proposto

A = input('Azimute (em °): '); % o uso de ângulos negativos causa erros
% nas funções da SNL; assim, se o azimute é igual a -10°, o valor que deve
% ser inserido no programa é 350°, por exemplo
I = input('Inclinação (em °): ');
L_mod = input('Módulo (linha na planilha Banco_PaineisFV.xlsx): ');
L_inv = input('Inversor (linha no arquivo Banco_Inversore.mat): ');
S = input('N° de módulos em série por string: ');
P = input('N° de strings em paralelo: ');

load info_v2

% Limitação do dia ao período de luz solar de interesse (entre 7h e 17h)
cond = (tempo.hour>6).*(tempo.hour<18);
% Exclusão dos dados que não pertençam ao período delimitado (valores
% iguais a zero)
AZen = AZen.*cond; AZen(AZen==0)=[];
AzSol = AzSol.*cond; AzSol(AzSol==0)=[];
% Os valores de irradiância e velocidade do vento podem ser iguais a zero
% mesmo dentro do período delimitado. Para evitar que eles sejam
% erroneamente excluídos, eles foram substituídos por um valor
extremamente
% pequeno (1e-9), mas diferente de zero.
info.Gn(info.Gn==0) = 1e-9; info.Gn = info.Gn.*cond;
info.Gn(info.Gn==0)=[];
info.Gdif(info.Gdif==0) = 1e-9; info.Gdif = info.Gdif.*cond;
info.Gdif(info.Gdif==0)=[];
info.G(info.G==0) = 1e-9; info.G = info.G.*cond; info.G(info.G==0)=[];
AltSolAp = AltSolAp.*cond; AltSolAp(AltSolAp==0)=[];
info.pressao = info.pressao.*cond; info.pressao(info.pressao==0)=[];
info.vel_vento(info.vel_vento==0) = 1e-9; info.vel_vento =
info.vel_vento.*cond; info.vel_vento(info.vel_vento==0)=[];
info.temperatura = info.temperatura.*cond;
info.temperatura(info.temperatura==0)=[];

% RADIAÇÃO INCIDENTE NO PLANO DO PAINEL
A_Incid = pvl_getaoi(I,A,AZen,AzSol);
Irrad_normal = 0*A_Incid;
Irrad_normal(A_Incid<90) = info.Gn(A_Incid<90).*cosd(A_Incid(A_Incid<90));
dif_ceu = pvl_isotropicsky(I,info.Gdif);
albedo = 0.18; % valor médio do albedo na superfície do DF [PEREIRA, 2006,
p. 21]
dif_solo = pvl_grounddiffuse(I,info.G,albedo);
Irrad_dif = dif_ceu + dif_solo;
Irrad = Irrad_normal + Irrad_dif;
Irrad_ref = 1000;

% DESEMPENHO DO SFV
Modulo = pvl_sapmmoduledb(L_mod-1,'Banco_PaineisFV.xlsx'); %L_mod-1:
desconsiderar a linha com o cabeçalho na planilha
AMabs = pvl_absoluteairmass(pvl_relativeairmass(90-
AltSolAp),info.pressao*100);
temp_cel = pvl_sapmcelltemp(Irrad, Irrad_ref, Modulo.a_wind,
Modulo.b_wind, info.vel_vento, info.temperatura, Modulo.delT);
f1 = max(0,polyval(Modulo.a,AMabs)); f2 =
max(0,polyval(Modulo.b,A_Incid));
Irrad_efet = f1.*((Irrad_normal.*f2+Modulo.fd.*Irrad_dif)/Irrad_ref);
Desempenho_mod = pvl_sapm(Modulo, Irrad_efet, temp_cel);
Desempenho_mod.Pmp = Desempenho_mod.Vmp.*Desempenho_mod.Imp;

% CONTINUA...

```

```
% CONTINUAÇÃO

% TENSÃO E CORRENTE DO ARRANJO
V_arranjo = S.*Desempenho_mod.Vmp; Vmax_arranjo = max(V_arranjo),
I_arranjo = P.*Desempenho_mod.Imp; Imax_arranjo = max(I_arranjo),

load Banco_de_Inversores
Inversor = Dados_Inversores(L_inv);
% Porcentagem do tempo em que V_min_SPPM <= V_arranjo <= V_máx_SPPM
n = (V_arranjo>=Inversor.MPPTLow).*(V_arranjo<=Inversor.MPPTHi);
Porc = sum(n)/4015*100 % 11/24*8760 = 4015 (n° de horas do ano dentro do
período especificado)
```

```

function Geracao_SFV % CÁLCULO DA GERAÇÃO ANUAL DE UM SFV

A = input('Azimute (em °): '); % o uso de ângulos negativos causa erros
% nas funções da SNL; assim, se o azimute é igual a -10°, o valor que deve
% ser inserido no programa é 350°, por exemplo
I = input('Inclinação (em °): ');
L_mod = input('Módulo (linha na planilha Banco_PaineisFV.xlsx): ');
L_inv = input('Inversor (linha no arquivo Banco_Inversore.mat): ');
S = input('N° de módulos em série por string: ');
P = input('N° de strings em paralelo: ');
P_mismatch = input('Estimativa de Perdas por Incompatibilidade (em %): ');
P_suj = input('Estimativa de Perdas por Sujeira (em %): ');
P_ohm = 3;

load info_v2

% RADIAÇÃO INCIDENTE NO PLANO DO PAINEL
A_Incid = pvl_getaoi(I,A,AZen,AzSol);
Irrad_normal = 0*A_Incid;
Irrad_normal(A_Incid<90) = info.Gn(A_Incid<90).*cosd(A_Incid(A_Incid<90));
dif_ceu = pvl_isotropicsky(I,info.Gdif);
albedo = 0.18; % valor médio do albedo na superfície do DF [PEREIRA, 2006,
p. 21]
dif_solo = pvl_grounddiffuse(I,info.G,albedo);
Irrad_dif = dif_ceu + dif_solo;
Irrad =Irrad_normal + Irrad_dif;
Irrad_ref = 1000;

% DESEMPENHO DO SFV
Modulo = pvl_sapmmoduledb(L_mod-1,'Banco_PaineisFV.xlsx'); %L_mod-1:
desconsiderar a linha com o cabeçalho na planilha
AMabs = pvl_absoluteairmass(pvl_relativeairmass(90-
AltSolAp),info.pressao*100);
temp_cel = pvl_sapmcelltemp(Irrad, Irrad_ref, Modulo.a_wind,
Modulo.b_wind, info.vel_vento, info.temperatura, Modulo.delT);
f1 = max(0,polyval(Modulo.a,AMabs)); f2 =
max(0,polyval(Modulo.b,A_Incid));
Irrad_efet = f1.*((Irrad_normal.*f2+Modulo.fd.*Irrad_dif)/Irrad_ref).*(1-
P_suj/100);
Desempenho_mod = pvl_sapm(Modulo, Irrad_efet, temp_cel);
Desempenho_mod.Pmp = Desempenho_mod.Vmp.*Desempenho_mod.Imp;

% TENSÃO E CORRENTE DO ARRANJO (LADO CC)
V_arranjo = S.*Desempenho_mod.Vmp; Vmax_arranjo = max(V_arranjo);
V_arranjo = V_arranjo.*(V_arranjo>=0);
I_arranjo = P.*Desempenho_mod.Imp; Imax_arranjo = max(I_arranjo);
P_arranjo = V_arranjo.*I_arranjo.*(1-P_mismatch/100).*(1-P_ohm/100);

% POTÊNCIA NA SAÍDA DO INVERSOR (LADO CA)
load Banco_de_Inversores
Inversor = Dados_Inversores(L_inv);
Potencia_CA = pvl_snlinverter(Inversor, V_arranjo, P_arranjo).*(1-
P_ohm/100);

for mes=1:12
    P_mes = Potencia_CA(tempo.month == mes).*(1-P_ohm/100); Energia_mes =
sum(P_mes);
    Energia_mensal(mes) = Energia_mes;
end
Energia_mensal % vetor com a geração de energia elétrica pelo SFV a cada
mês
Energia_anual = sum(Energia_mensal) % geração de energia elétrica anual

```

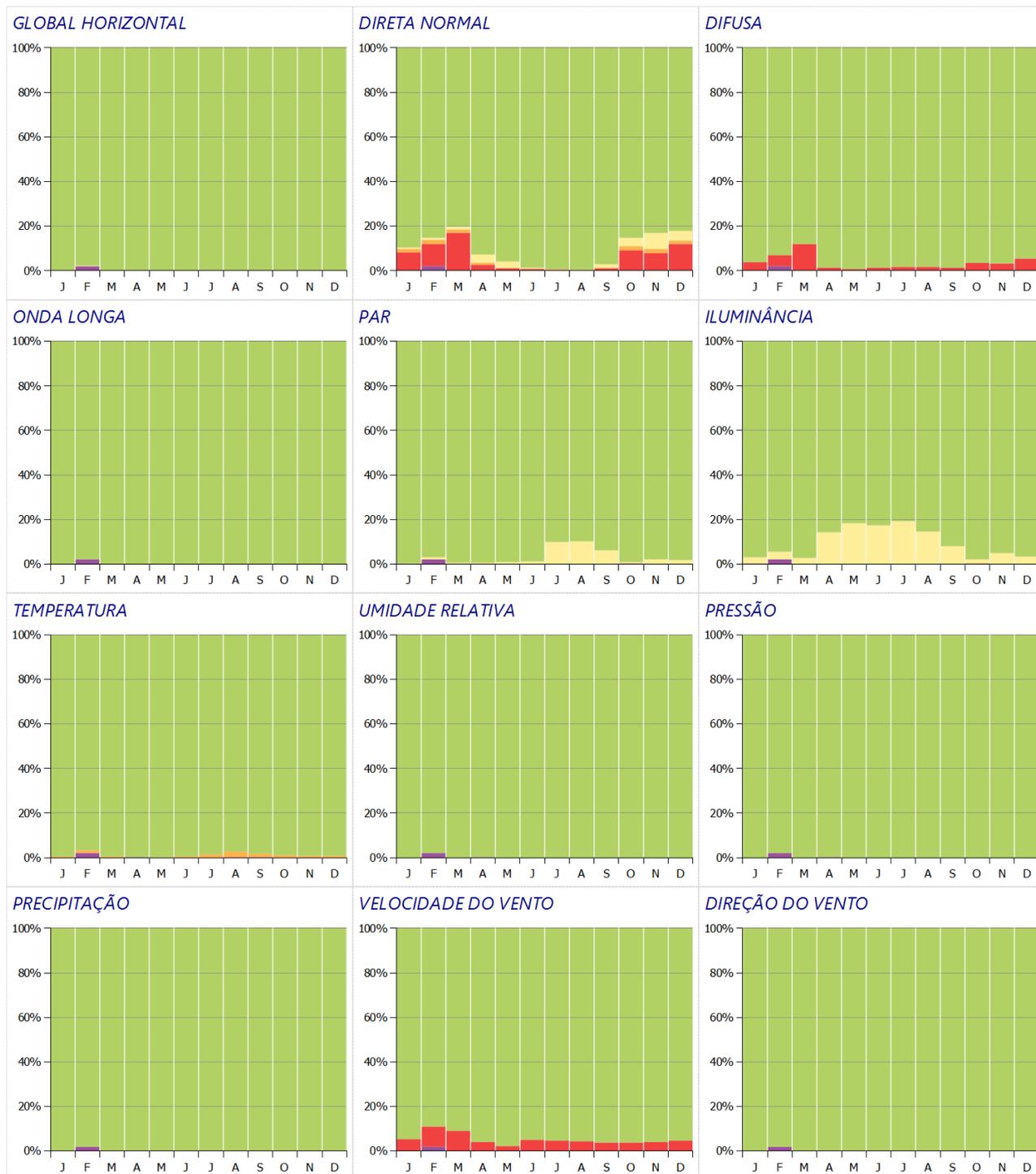
ANEXO

I – RESULTADOS DA VALIDAÇÃO DOS DADOS DO SONDA

2011

Brasília (BRB 10)
2011

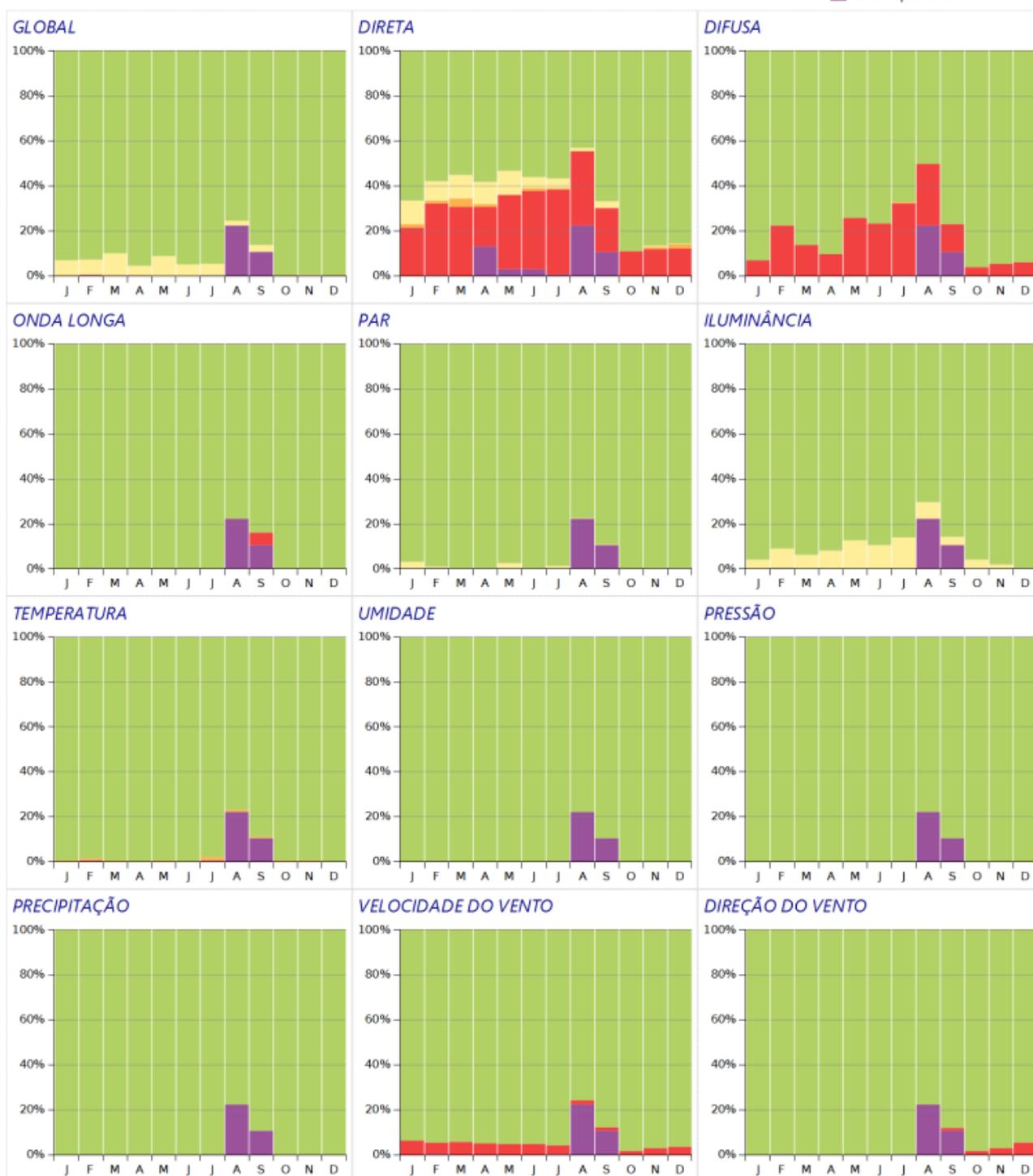
■ Dado aprovado
■ Suspeito na 3ª etapa
■ Suspeito na 2ª etapa
■ Suspeito na 1ª etapa
■ Dado perdido



2013

Brasília (BRB 10)
2013

■ Dado aprovado
■ Suspeito na 3ª etapa
■ Suspeito na 2ª etapa
■ Suspeito na 1ª etapa
■ Dado perdido



2014

Brasília (BRB 10)
2014

■ Dado aprovado
■ Suspeito na 3ª etapa
■ Suspeito na 2ª etapa
■ Suspeito na 1ª etapa
■ Dado perdido

