



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

THIAGO PESSOA ANGELIM

**ESTUDO DA VIABILIDADE FINANCEIRA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONECTADO À REDE EM ORIENTAÇÃO DESFAVORÁVEL E SUJEITO À
SOMBREAMENTO PARCIAL**

FORTALEZA

2023

THIAGO PESSOA ANGELIM

**ESTUDO DA VIABILIDADE FINANCEIRA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONECTADO À REDE EM ORIENTAÇÃO DESFAVORÁVEL E SUJEITO À
SOMBREAMENTO PARCIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Programa de Graduação em Engenharia de Energias Renováveis da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro de Energias Renováveis.

Orientadora: Profa. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida

FORTALEZA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

A59e Angelim, Thiago Pessoa.
Estudo da viabilidade financeira de um sistema fotovoltaico conectado à rede em orientação desfavorável e sujeito à sombreamento parcial / Thiago Pessoa Angelim. – 2023.
75 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2023.
Orientação: Profa. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida.

1. SFCR. 2. Sombreamento. 3. Orientação não-ideal. 4. Viabilidade. I. Título.

CDD 621.042

THIAGO PESSOA ANGELIM

**ESTUDO DA VIABILIDADE FINANCEIRA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONECTADO À REDE EM ORIENTAÇÃO DESFAVORÁVEL E SUJEITO À
SOMBREAMENTO PARCIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Programa de Graduação em Engenharia de Energias Renováveis da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro de Energias Renováveis.

Aprovada em: 28/11/2023.

BANCA EXAMINADORA

Profª. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha família, em especial minha mãe,
Ednilsa Barros Pessoa Angelim.

AGRADECIMENTOS

À toda minha família, pelo apoio incondicional durante toda minha jornada, em especial à minha mãe, Ednilsa Barros Pessoa Angelim, por toda a dedicação e amor.

À professora Dra. Ana Fabíola Leite Almeida pela orientação e suporte à elaboração deste trabalho.

Ao professor Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho pela disponibilidade e sugestões que tornaram este trabalho melhor.

Ao professor Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire pela disponibilidade e dedicação ao curso de Engenharia de Energias Renováveis.

À professora Dra. Maria Alexsandra de Sousa Rios pelo notável exemplo de dedicação à docência e atenção a todos seus alunos.

Ao professor Dr. Bruno de Athayde Prata pelas sábias reflexões oferecidas.

Aos colegas de turma pelos momentos divididos.

“O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas admiráveis”. (José de Alencar)

RESUMO

A utilização dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) tem aumentado a cada ano. Diversos são os fatores que explicam esse crescimento, merecendo destaque: oneração do custo da energia elétrica pelos constantes reajustes da tarifa, redução dos preços dos SFCR e aumento da eficiência de conversão elétrica pelos sistemas. Entre as possíveis aplicações dos SFCR, têm-se as instalações urbanas, sejam em lajes, fachadas ou telhados. As instalações em ambiente urbano, no entanto, podem ser afetadas negativamente, principalmente pela orientação não-ideal e ocorrência de sombreamento do sistema. Neste trabalho foi realizado uma modelagem 3D de um SFCR integrado a um telhado em ambiente urbano de orientação não-ideal e sujeito à sombreamento. Foram realizadas simulações utilizando o software PVsyst, com modelagem 3D auxiliada pelo software SketchUp. As reais condições de instalação do SFCR foram comparadas a cenários hipotéticos que alteravam a fonte de sombreamento, orientação do telhado e as configurações de distribuição dos módulos nas entradas MPPT do inversor. A combinação entre cenários estudados resultou em 18 simulações. Os resultados obtidos mostraram que, comparando o pior cenário hipotético, que envolve orientação não-ideal e fonte de sombreamento elevada, em relação ao melhor cenário possível, com ausência de sombreamento e orientação a nordeste, o SFCR apresenta uma perda de produção elétrica de 227,36 kWh no primeiro ano e 4.304,76 kWh no acumulado do projeto, resultando em perda de receita de R\$ 6.352,72 ao longo do horizonte temporal do projeto (20 anos), representando uma redução de 3,217% na receita esperada. Os indicadores para a simulação com as características reais de instalação foram: VPL de R\$ 43.451,07, TIR de 42,16% e *Payback* de 3,48 anos. Para esta instalação específica, a ocorrência de sombreamento e utilização de orientação não-ideal não são fatores que inviabilizam o projeto. O estudo presente, no entanto, não permite a generalização para outros casos, se fazendo necessário uma análise individualizada das condições de instalação do sistema.

Palavras-chave: SFCR; sombreamento; orientação não-ideal; viabilidade

ABSTRACT

The use of Grid-Connected Photovoltaic Systems (Grid-tied) has increased every year. There are several factors that explain this growth, worth highlighting: increasing the cost of electricity due to constant tariff adjustments, reducing Grid-tied prices and increasing the efficiency of electrical conversion by the systems. Among the possible applications of Grid-tied are urban installations, whether on slabs, facades or roofs. Installations in urban environments, however, can be negatively affected, mainly due to non-ideal orientation and the occurrence of system shading. In this work, 3D modeling was carried out of a Grid-tied integrated into a roof in an urban environment with a non-ideal orientation and subject to shading. Simulations were carried out using the PVsyst software, with 3D modeling assisted by the SketchUp software. Actual Grid-tied installation conditions were compared to hypothetical scenarios that changed the shading source, roof orientation, and module distribution configurations at the inverter's MPPT inputs. The combination of studied scenarios resulted in 18 simulations. The results obtained showed that, comparing the worst hypothetical scenario, which involves non-ideal orientation and a high source of shading, in relation to the best possible scenario, with no shading and orientation to the north east, the Grid-tied presents a loss of electrical production of 227.36 kWh in the first year and 4,304.76 kWh in the project's cumulative total, resulting in a loss of revenue of R\$ 6,352.72 over the project's time horizon (20 years), representing a 3.217% reduction in expected revenue. The indicators for the simulation with the real installation characteristics were: NPV of R\$ 43,451.07, IRR of 42.16% and Payback of 3.48 years. For this specific installation, the occurrence of shading and the use of non-ideal orientation are not factors that make the project unfeasible. The present study, however, does not allow generalization to other cases, making an individual analysis of the system installation conditions necessary.

Keywords: Grid-tied; shading; non-ideal orientation; viability

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da Fonte Solar	16
Figura 2 – Matriz Elétrica Brasileira	17
Figura 3 – Fontes de Energia	21
Figura 4 – A Célula Fotovoltaica	22
Figura 5 – Módulo Fotovoltaico e seus componentes	24
Figura 6 – Tipos de Inversores	25
Figura 7 – Estrutura de fixação de solo	26
Figura 8 – String-box e seus dispositivos	27
Figura 9 – Cabo Solar e Conectores MC4	28
Figura 10 – Módulos em diferentes orientações	30
Figura 11 – Disponibilidade de irradiação normalizada	31
Figura 12 – Múltiplas fontes de sombreamento	33
Figura 13 – Vista posterior elevada das edificações	39
Figura 14 – Vista posterior baixa das edificações	39
Figura 15 – Vista posterior das edificações com telhado em orientação SU	40
Figura 16 – Vista posterior das edificações com telhado em orientação NE	41
Figura 17 – <i>Layout</i> dos módulos fotovoltaicos	42
Figura 18 – Condições de operação PVsyst	44
Figura 19 – Perdas por LID no PVSyst	44
Figura 20 – Impacto do Sombreamento no Telhado Real	51
Figura 21 – Impacto do Sombreamento no Telhado Alterado	52
Figura 22 – Sombreamento ao longo do ano para o telhado SU	53
Figura 23 – Sombreamento ao longo do ano para o telhado NE	53

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Irradiância x Corrente	30
Gráfico 2 – Impacto do sombreamento na corrente do painel	32

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Irradiação Solar Diária Média	38
Tabela 2 – Resumo das simulações	42
Tabela 3 – IPCA 1995 – 2022	46
Tabela 4 – Premissas adotadas	47
Tabela 5 – Quadro de simulações	48
Tabela 6 – Tabela comparativa entre cenários	49
Tabela 7 – Quadro comparativo financeiro	55
Tabela 8 – Quadro comparativo financeiro entre casos	55
Tabela 9 – Quadro comparativo indicadores financeiros	57
Tabela 10 – Cenário 02 – <i>Layout</i> 3	59
Tabela 11 – Cenário 04 – <i>Layout</i> 1	60
Tabela 12 – Cenário 03 – <i>Layout</i> 1	61

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a.a.	Ao ano
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DPS	Dispositivo de Proteção Conta Surtos
EVA	Acetato-vinila de etileno
FV	Fotovoltaico
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
LID	<i>Light Induced Degradation</i>
MC4	<i>Muti-Contact 4</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NASA	<i>Nacional Aeronautics and Space Administration</i>
NBR	Norma Brasileira
NE	Nordeste
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
SU	Sudeste
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
Twano	Terawatt-ano
VPL	Valor Presente Líquido
Wh	Watt-hora
Wp	Watt-pico

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
R\$	Real

SUMÁRIO

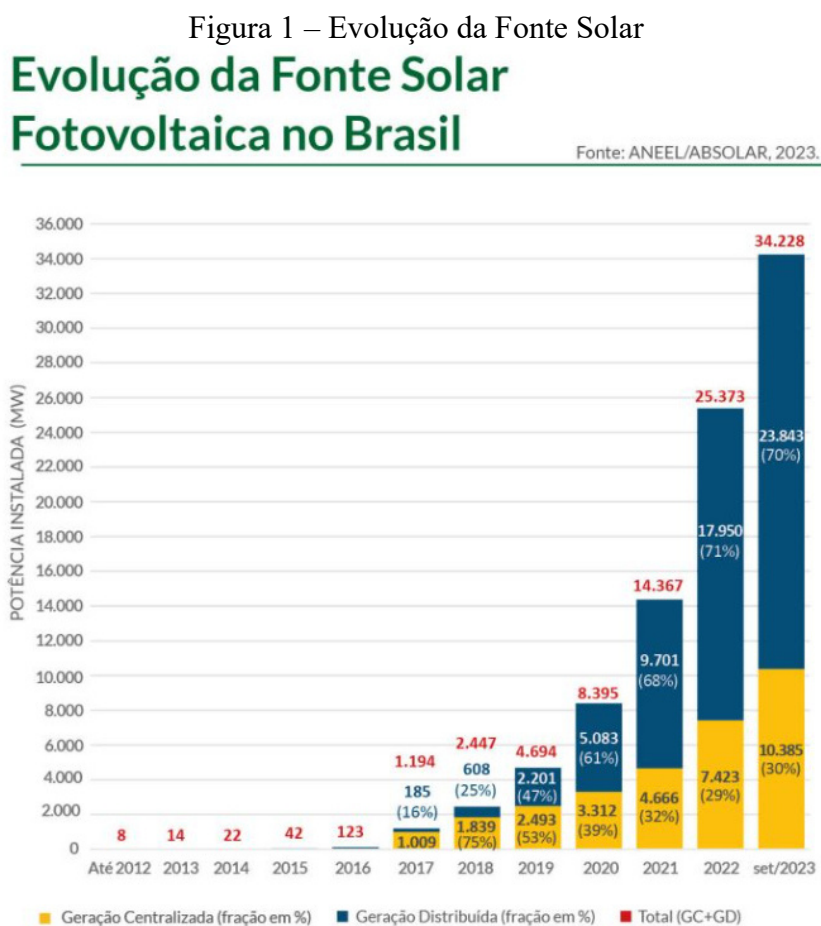
1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Contextualização	16
1.2	Justificativa	18
1.3	Objetivo Geral	18
1.4	Objetivos Específicos	18
1.5	Estrutura do Trabalho	19
2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	20
2.1	O Recurso Solar	20
2.2	A Célula Fotovoltaica	21
2.3	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede	23
2.3.1	<i>Módulo Fotovoltaico</i>	23
2.3.2	<i>Inversor</i>	24
2.3.3	<i>Estrutura de Fixação</i>	26
2.3.4	<i>String-box</i>	26
2.3.5	<i>Cabeamento</i>	27
3	PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	29
3.1	Incidência de Radiação Solar	29
3.2	Sombreamento	31
3.3	Indicadores de Desempenho	33
4	ANÁLISE FINANCEIRA	34
4.1	Análise de Viabilidade Financeira	34
4.2	Fluxo de Caixa	34
4.3	Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	35
4.4	Valor Líquido Presente (VPL)	35
4.5	Taxa Interna de Retorno (TIR)	36
4.6	Tempo de Retorno (<i>Payback</i>)	37
5	MODELAGEM DO SISTEMA	38
5.1	Dados do Recurso Solar	38
5.2	Modelagem dos Cenários	38
5.3	Modelagem do <i>Layout</i> dos Módulos	41
5.4	Dimensionamento no PVsyst	43

5.5	Modelagem Financeira	45
6	RESULTADOS E DISCUSSÃO	48
6.1	Comparativo da Produção de Energia Elétrica	49
6.1.1	<i>Comparativo das fontes de sombreamento</i>	49
6.1.2	<i>Comparativo da disposição nas entradas MPPT do inversor</i>	50
6.1.3	<i>Comparativo da orientação do telhado</i>	54
6.2	Comparativo Financeiro	54
6.2.1	<i>Comparativo das fontes de sombreamento</i>	55
6.2.2	<i>Comparativo sobre a disposição nas entradas MPPT do inversor</i>	56
6.2.3	<i>Comparativo sobre a orientação do telhado</i>	56
6.3	Análise de Viabilidade Financeira	57
7	CONCLUSÃO	62
	REFERÊNCIAS	63
	ANEXO A – MANUAL DO MÓDULO FOTOVOLTAICO LEAPTON	
	460 Wp	i
	ANEXO B - SIMULAÇÃO PVSYST - CENÁRIO 02 – LAYOUT 03	iii
	ANEXO C - SIMULAÇÃO PVSYST - CENÁRIO 03 – LAYOUT 01	vi
	ANEXO D - SIMULAÇÃO PVSYST - CENÁRIO 04 – LAYOUT 01	ix

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

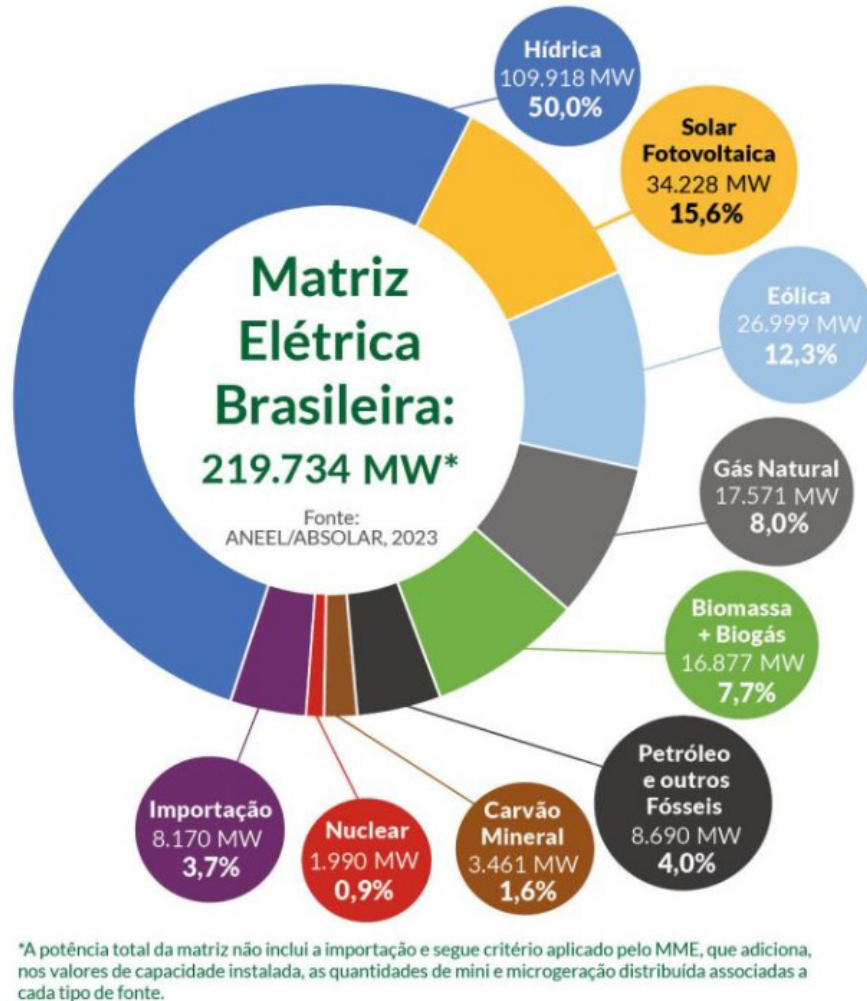
A utilização da geração fotovoltaica (FV) vem aumentando a cada ano de forma global. Seguindo a tendência, o Brasil tem apresentado crescimento exponencial no uso dessa forma de geração elétrica. Segundo a ABSOLAR (2023), são mais de 34,2 GW de capacidade operacional em 2023, somando geração FV centralizada e distribuída, com esta última ocupando 70% da capacidade instalada atual. Na Figura 1 é possível visualizar o crescimento do setor nos últimos anos.



Fonte: ABSOLAR (2023).

Em relação a matriz elétrica brasileira, obtida majoritariamente por geração renovável de energia, a geração FV ocupa o segundo lugar, representando 15,6% da capacidade total, superando a geração eólica, que possui de 12,3% de participação (ABSOLAR, 2023). Na Figura 2 é apresentado o panorama geral da matriz brasileira, com dados de 2023.

Figura 2 – Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: ABSOLAR (2023).

Quando se avaliam os impactos sociais e econômicos, o crescimento do setor de geração FV no Brasil representa mais de 1 milhão de empregos gerados, com mais de R\$ 46,9 bilhões em arrecadação de tributos. Estima-se ainda que o setor possa evitar que mais de 42,4 milhões de toneladas de CO₂ sejam liberadas ao meio ambiente (ABSOLAR, 2023).

No contexto regulatório, a Lei 14.300/2022 trouxe mudanças ao setor, principalmente sobre a forma de cobrança pelo uso da rede de distribuição, em termos de Fio B, além de aumentar a importância da simultaneidade da geração/consumo no cálculo da energia compensada. Devido às mudanças resultantes da nova lei, o cálculo de viabilidade financeira e retorno esperado dos empreendimentos precisa ser modificado de forma a incorporar as novas condições impostas ao setor, o que pode levar a impactos positivos ou negativos quanto à rentabilidade dos empreendimentos.

1.2 Justificativa

O aumento da demanda pela instalação dos SFCR é uma realidade. Dentre os principais fatores que justificam esse aumento de demanda podem ser apontados: o contínuo reajuste tarifário do setor elétrico, que onera o custo da energia elétrica, a redução dos preços dos equipamentos para instalação dos SFCR, além do amadurecimento das tecnologias, com aumento de eficiência.

No dimensionamento de um SFCR vários fatores são levados em consideração, dentre eles as possíveis perdas causadas por sombreamento, além da orientação da superfície de instalação do sistema.

Sabe-se que o sombreamento, a depender da área de geração afetada, pode comprometer a viabilidade financeira de uma instalação FV. A orientação geográfica não-ideal, ou desfavorável, da superfície de instalação também causa impacto negativo nesse tipo de empreendimento.

Nesse contexto, será um SFCR, em orientação geográfica desfavorável, somada a ocorrência de sombreamento parcial, financeiramente viável?

1.3 Objetivo Geral

Realizar estudo sobre a viabilidade financeira de um SFCR, instalado em perímetro urbano, em orientação não-ideal e sujeito à sombreamento parcial.

1.4 Objetivos Específicos

1. Dimensionar um SFCR integrado ao telhado de uma residência
2. Realizar análise comparativa entre simulações com e sem sombreamento
3. Realizar análise comparativa entre simulações com orientação não-ideal e ideal
4. Calcular os indicadores de performance dessa instalação
5. Calcular os indicadores financeiros dessa instalação
6. Analisar a viabilidade financeira do empreendimento

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está dividido em 7 capítulos, além dos anexos.

No capítulo 1 é realizada a contextualização dos dados atuais relativos à geração solar FV e seus impactos. Apresenta-se também a motivação por trás deste estudo, assim como os objetivos a serem atingidos.

No capítulo 2 é realizada uma breve apresentação dos SFCR, com descritivo de seus componentes.

No capítulo 3 descrevem-se as principais fontes de perdas de energia elétrica durante a geração nos SFCR.

No capítulo 4 é realizada uma revisão bibliográfica sobre a análise financeira de projetos, com descritivo dos principais indicadores financeiros utilizados.

No capítulo 5 é realizada a modelagem 3D e dimensionamento do sistema no software comercial PVsyst, além da modelagem da análise financeira utilizada.

No capítulo 6 os resultados são tabelados, comparados e discutidos.

No capítulo 7 são apresentadas as conclusões obtidas e sugestões para trabalhos futuros.

2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1 O Recurso Solar

O Sol é uma esfera de matéria gasosa intensamente quente com um diâmetro de $1,39 \times 10^9$ m e está, em média, a $1,5 \times 10^{11}$ m da Terra. Visto da Terra, o Sol gira seu eixo aproximadamente uma vez a cada 4 semanas (DUFFIE; BECKMAN, 2013).

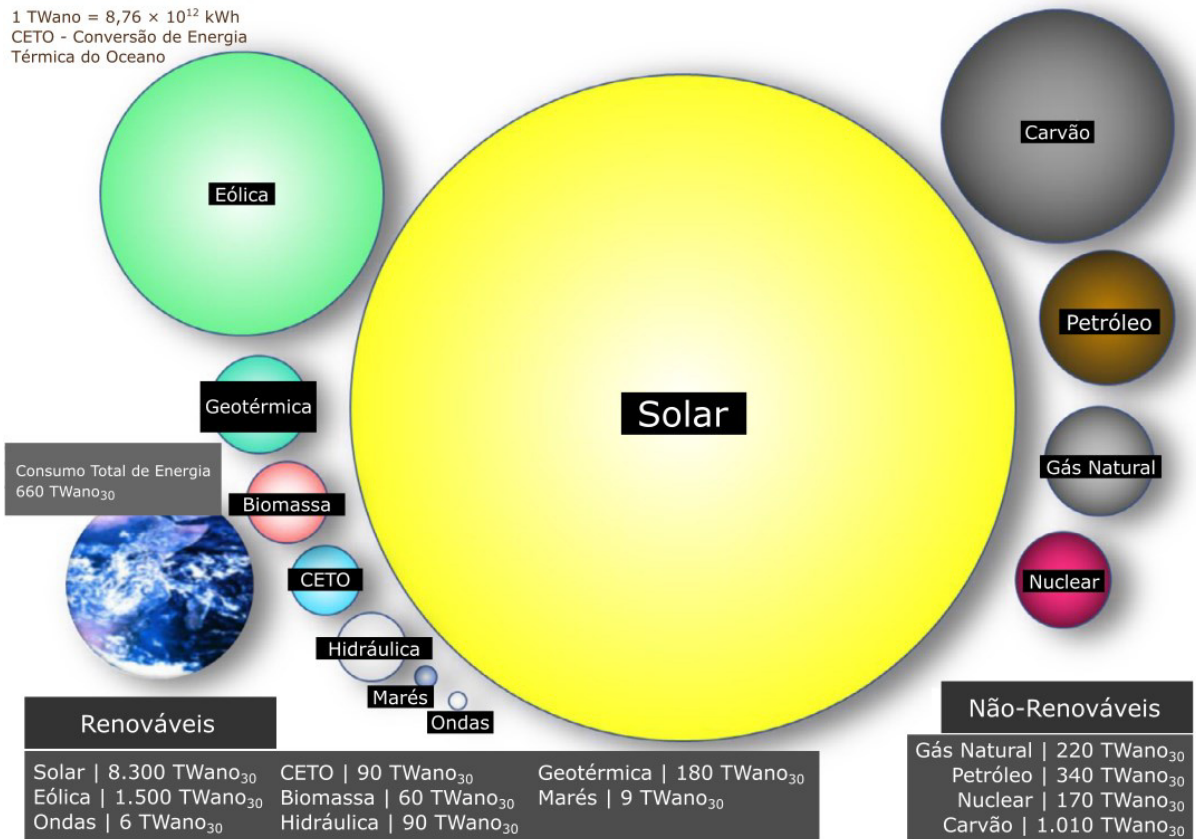
O Sol, no entanto, não gira como uma esfera sólida, visto que sua superfície é composta por plasma que se movimenta em diferentes velocidades, em diferentes partes. A rotação completa ocorre em 25 dias para a região do Equador, enquanto na região dos polos a rotação completa leva 36 dias (NATIONAL GEOGRAPHIC, 2023).

Em seu interior ocorrem uma série de reações termonucleares, sendo considerada mais significativa a reação na qual hidrogênio se combina para formar hélio, com liberação de energia (DUFFIE; BECKMAN, 2013).

Uma importante medida da energia resultante da radiação solar que atinge a Terra é denominada de Constante Solar. Por definição, a Constante Solar se refere a densidade média anual do fluxo energético originado da radiação solar que atinge o topo da atmosfera terrestre, medida em um plano perpendicular à direção de propagação dos raios solares. Tem valor médio de 1.367 W/m^2 . A partir do valor da Constante Solar e utilizando o raio da terra, de aproximadamente 6.371 km, é possível realizar uma estimativa da energia total disponibilizada pelo Sol ao planeta Terra (PINHO; GALDINO, 2014).

Perez (2022) propôs uma metodologia baseada em Reservas Recuperáveis Razoavelmente Garantidas, do original em inglês *Reasonably Assured Recoverable Reserves* (RARs), para quantificar o potencial energético de várias fontes, incluindo renováveis e não-renováveis. Essa metodologia se baseia no total de energia que pode ser razoavelmente extraído dadas as condições técnicas e econômicas da atualidade. No modelo proposto, avaliou-se a disponibilidade das energias renováveis e dos estoques estimados dos recursos não-renováveis num horizonte de 30 anos, comparando com o consumo mundial de energia projetado para o mesmo período. O compilado é exibido na Figura 3, onde o diâmetro dos círculos representa o potencial da fonte de energia. O círculo na parte inferior esquerda da imagem representa o consumo total mundial projetado para o horizonte de 30 anos.

Figura 3 – Fontes de Energia



Fonte: Perez (2022), editado pelo autor.

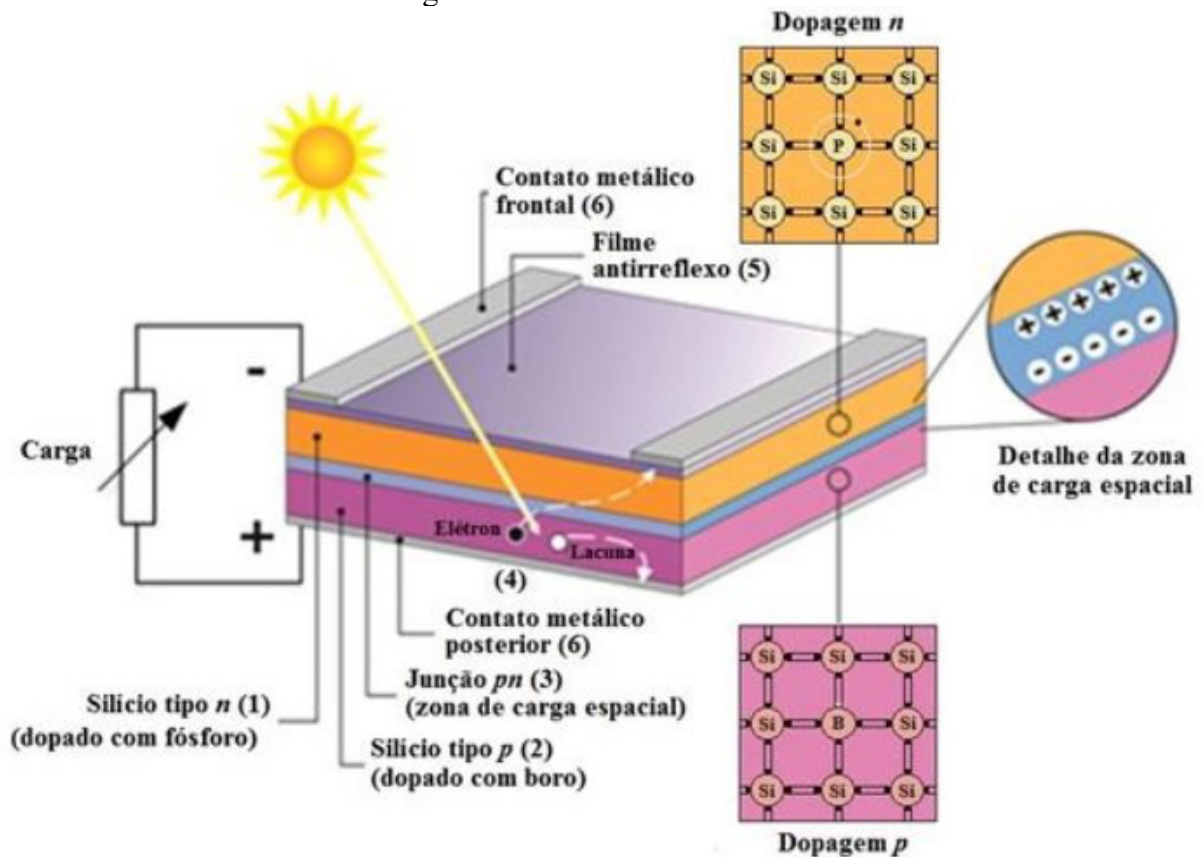
Um dos resultados mais expressivos do estudo é o potencial oferecido pelo recurso solar. Segundo a projeção dos autores, o consumo mundial, para o período de 30 anos, deverá ser na ordem de 660 TWano, enquanto a fonte solar isoladamente, em condições razoáveis de ocupação de solo, é capaz de oferecer 8.300 TWano. Dadas as considerações realizadas, a energia ofertada pelo sol seria capaz de suprir a demanda por energia da terra em dozes vezes, revelando o imenso potencial dessa fonte renovável de energia.

2.2 A Célula Fotovoltaica

O efeito FV foi descoberto por Alexandre Edmond Becquerel em 1839 ao observar o surgimento de potencial elétrico nos terminais de uma célula eletroquímica resultante da absorção de luz. Somente em 1876, no entanto, foi construído o primeiro aparato FV, utilizando o selênio em sua construção. Os primeiros dispositivos denominados de célula solar foram desenvolvidos e fabricados por Charles E. Frits em 1883. A produção industrial das células FV só teve início em 1956, com o crescimento da área da eletrônica (PINHO; GALDINO, 2014).

O funcionamento da célula FV baseia-se no uso dos semicondutores, que permitem a conversão direta da radiação eletromagnética do sol em eletricidade. A utilização nas células fotovoltaicas começa pelo processo de dopagem do semicondutor com materiais que serão responsáveis por promover alterações em sua condutividade. O Silício é o material mais utilizado para esta finalidade. A dopagem costuma ser realizada utilizando os elementos Boro e Fósforo. O Boro, por possuir somente três elétrons na camada de valência confere lacunas à estrutura cristalina do Silício, conferindo carga positiva, enquanto o Fósforo, por possuir cinco elétrons na camada de valência, confere excesso de elétrons, resultando em carga negativa. A junção dos materiais com diferentes dopantes dá origem a junção P-N, que atua como um diodo. A incidência da radiação eletromagnética solar no dispositivo formado pela junção P-N e contatos origina tensão elétrica e, uma vez conectada a uma carga, resulta em corrente passível de aproveitamento. Na Figura 4 é exibido o princípio do funcionamento da célula FV, com as regiões e componentes básicos.

Figura 4 – A Célula Fotovoltaica



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Uma vez que a tensão e corrente geradas pela célula FV apresentam valores muito reduzidos, se faz necessário sua associação, seja em série, buscando aumento de tensão, ou em paralelo, buscando aumento de corrente. A associação de várias células FV dá origem ao módulo FV, largamente utilizado na atualidade para produção de energia elétrica.

2.3 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

O Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) pode ser descrito como um conjunto de equipamentos cujo funcionamento integrado é destinado a transformar a radiação eletromagnética fornecida pelo sol em energia elétrica e entregá-la à rede de distribuição nos parâmetros adequados (BLUESOL, 2023).

A principal diferença entre um SFCR e um Sistema Autônomo, ou Sistema Off-grid, é que no SFCR inexistente armazenamento de energia elétrica. A energia elétrica produzida pelo SFCR é entregue diretamente as cargas e quando estas exigem potência menor do que a produzida pelo sistema o excedente passa a ser enviado à rede elétrica da região. Um SFCR, portanto, exige uma rede elétrica ativa e em condições operacionais para funcionar.

Os SFCR podem ser projetados com diferentes tamanhos e potências, indo de pequenas aplicações residenciais, até grandes usinas fotovoltaicas. A Lei 14.300/2022 estabelece duas importantes categoriais para sistemas de pequeno e médio porte:

- a) microgeração: até 75 kWp de potência instalada;
- b) minigeração: entre 75 kWp e 3 MW de potência instalada.

O SFCR típico pode ser subdividido em cinco componentes essenciais: módulo FV, inversor, estrutura de fixação, *string-box* e cabeamento elétrico.

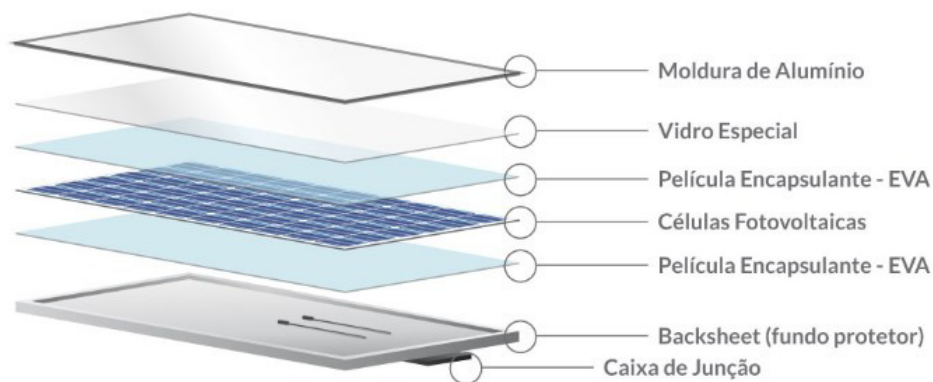
2.3.1 Módulo Fotovoltaico

O módulo FV consiste na associação de células FV encapsuladas numa estrutura que oferece proteção contra a exposição às intempéries do meio ambiente. É função deste componente realizar a conversão direta da energia advinda do sol em energia elétrica. O módulo FV é composto por células FV, assim como por outros elementos com diferentes funções.

No módulo as células FV são associadas em série, sendo mais comum de 60 a 72 unidades utilizadas nos modelos atuais. São conectadas umas às outras por meio de condutores de cobre ou prata. O filme encapsulante, conhecido com EVA (acetato-vinila de etileno) tem por função a proteção das células contra umidade e exposição aos raios ultravioletas. É

importante que permita a passagem da maior quantidade de luz possível para não reduzir no potencial de geração da célula solar. O revestimento em vidro na parte superior do módulo também tem função protetiva, sobretudo contra impactos físicos, como granizo e dejetos de pássaros. O vidro utilizado, além de permitir alta transmitância, passa por tratamento para reduzir a reflexão. Um revestimento na parte externa, não voltada ao sol, chamado de fundo protetor ou *backsheet* é feito utilizando um polímero como o *Tedlar*, comumente de cor branca. A moldura em alumínio tem por função conferir rigidez ao módulo e manter os componentes unidos. Por fim, a caixa de junção, incluindo os diodos de passagem, ou diodo *by pass*, se situa na parte inferior do módulo. Na Figura 5 é exibido um módulo com seus componentes.

Figura 5 – Módulo Fotovoltaico e seus componentes



Fonte: BlueSol (2021).

Para aplicações comerciais é comum que sejam utilizados vários módulos associados em série, quando é desejável uma tensão mais alta, ou em paralelo, quando é desejável que a corrente seja mais alta. Neste trabalho, módulos associados, seja em série, ou paralelo, orientados a uma mesma direção, serão denominados painel FV.

2.3.2 Inversor

Uma vez que a corrente e tensão produzidas pelo painel FV são em corrente contínua, se faz necessário realizar a conversão para o padrão adotado pelas redes de distribuição de energia, que utilizam corrente alternada. A função de converter corrente contínua para corrente alternada é realizada pelo inversor. Além dessa função, o inversor é responsável pelo seguimento do ponto de máxima potência (MPPT) da curva IV (CHEPP, 2018).

Existem muitos modelos de inversores no mercado, podendo ser divididos em duas categorias: inversores *grid-tie* ou inversor de *string* e microinversores.

Os inversores *grid-tie*, ou inversores de *string*, recebem a conexão de vários módulos ao mesmo tempo, sendo separados apenas nas conexões MPPT disponíveis. Já os microinversores são conectados individualmente, ou para dispositivos de potência maior, a poucas unidades de módulos. Na Figura 6 são mostrados lado-a-lado os dois tipos mais comuns de inversores, sendo representado à esquerda o inversor de *string* e à direita um microinversor.

Figura 6 – Tipos de Inversores



Fonte: Energia Solar Master (2022).

A escolha de utilização do tipo de inversor depende principalmente do custo e da ocorrência de sombreamento sobre os módulos. Segundo Chepp (2018 apud ZHENG et al, 2014) os microinversores possuem vantagem em situações de sombreamento porque evitam que toda uma série de módulos sejam penalizados, visto que podem gerenciar de forma individualizada os módulos conectados. A utilização de microinversores em SFCR com grande quantidade de módulos se torna onerosa, nesse caso sendo mais comum a opção por inversores de *string*.

2.3.3 Estrutura de Fixação

A estrutura de fixação tem por função manter os módulos FV fixos e seguros contra fatores ambientais, principalmente o vento. É importante que as estruturas usadas na fixação oferecem, além da segurança de fixação, uma vida útil compatível com a de todo o SFCR, que é estimado em 25 anos. Um processo utilizado de modo a proteger a estrutura dos processos corrosivos é a galvanização, que atua aumentando a vida útil de toda a estrutura de fixação. Alguns tipos de estruturas podem oferecer ajustes de inclinação, permitindo realizar pequenos ajustes de acordo com as recomendações do projeto. Na Figura 7 é exibido uma estrutura de fixação para uso em solo, com o painel FV montado.

Figura 7 – Estrutura de fixação de solo



Fonte: PHB Solar (2021).

2.3.4 String-box

A *string-box* consiste num conjunto de dispositivos de proteção da parte de corrente contínua do SFCR. Esse componente reúne os cabos que vêm dos módulos FV aos dispositivos de proteção anteriores à conexão com o inversor. A *string-box* deve oferecer proteção contra

efeitos térmicos, sobretensão e permitir o seccionamento dos módulos FV (CANAL SOLAR, 2019).

Geralmente a *string-box* é composta por uma caixa plástica que reúne os dispositivos de proteção. A configuração mais comum trás: dispositivo seccionador, dispositivo de proteção contra sobretensão (DPS), dispositivo de proteção contra sobrecorrente (disjuntor ou fusível) e as interligações utilizando barramento ou cabos. Na Figura 8 é apresentado um modelo de *string-box* pré-montada para utilização em sistemas de pequeno porte.

Figura 8 – String-box e seus dispositivos



Fonte: Clamper (2023).

2.3.5 Cabeamento

O cabeamento de um SFCR é composto por todas as conexões entre os equipamentos e dispositivos. É dividido entre o cabeamento de corrente contínua (CC), que interliga os módulos FV entre si, a *string-box* e o inversor. Já o cabeamento de corrente alternada (CA) interliga o inversor até o quadro de distribuição do local de instalação do sistema.

O dimensionamento do cabeamento deve seguir as diretrizes das NBR 5410, 5419, 16612 e 16690, respeitando sobretudo a capacidade de condução de corrente máxima e a dissipação térmica calculada (CANAL SOLAR, 2019).

Uma das características que destaca o cabo CC para uso em instalações FV é a capacidade de resistir as intempéries, principalmente exposição aos raios ultravioletas e chuvas.

Na interconexão dos módulos FV se utiliza um tipo específico de conector, comercialmente denominado de MC4. Esse tipo de conector, assim como o cabeamento FV,

tem por função proteger contra as intempéries, como umidade e radiação ultravioleta, além de permitir uma montagem padronizada e mais rápida do sistema. Na Figura 9 são exibidos cabos solares com conector MC4 para polaridade positiva e negativa.

Figura 9 – Cabo Solar e Conectores MC4



Fonte: Resplendix (2023).

3 PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Vários parâmetros podem levar a perdas no processo de geração elétrica, com conseqüente redução do rendimento de um sistema fotovoltaico (SFV), podendo ser citados: redução na incidência de radiação solar, elevação da temperatura de operação dos módulos, descasamento entre os módulos (*mismatch*), ocorrência de sombreamento, resistência dos condutores, estado de limpeza dos módulos FV, entre outros (RÜTHER, 2004).

A redução da incidência de radiação solar sobre o módulo FV é um fator importante visto que pode resultar desde perdas pequenas, até perdas significativas no processo de geração. A radiação solar que atinge os módulos FV e é efetivamente utilizada na conversão é impactada principalmente por três parâmetros: orientação, inclinação e localização geográfica do painel FV.

Similar ao que ocorre na incidência de radiação solar, o sombreamento também pode ter um impacto grande ou pequeno sobre o rendimento do SFV, podendo ocorrer de forma total ou parcial.

3.1 Incidência de Radiação Solar

A orientação ideal de um SFV é aquela voltada para o equador, de modo que os sistemas instalados no hemisfério norte devem apontar os módulos FV para o sul geográfico, enquanto os sistemas instalados no hemisfério sul devem apontar para o norte geográfico. Como regra geral a inclinação ótima com relação à horizontal é dada pela latitude local (RÜTHER, 2004).

Para regiões muito próximas do equador, que apresentem valores muito reduzidos de latitude, deve-se manter uma inclinação mínima de 10°. A justificativa para essa angulação limite está ligada à limpeza efetiva pela chuva da poeira que naturalmente se acumula sobre os módulos FV.

A instalação voltada ao equador busca maximizar a captação de radiação solar, perseguindo o máximo de eficiência de conversão pelo sistema. Devido a restrições das edificações, a orientação ideal nem sempre pode ser alcançada, de modo que um sistema pode ter sua produção penalizada pela orientação não-ideal. Isso ocorre sobretudo em sistemas instalados em fachadas, telhados e lajes, onde é necessário utilizar condições de orientação já concebidas e nem sempre ideais. Em alguns casos, como exibido na Figura 10, são utilizadas diferentes orientações para um mesmo sistema.

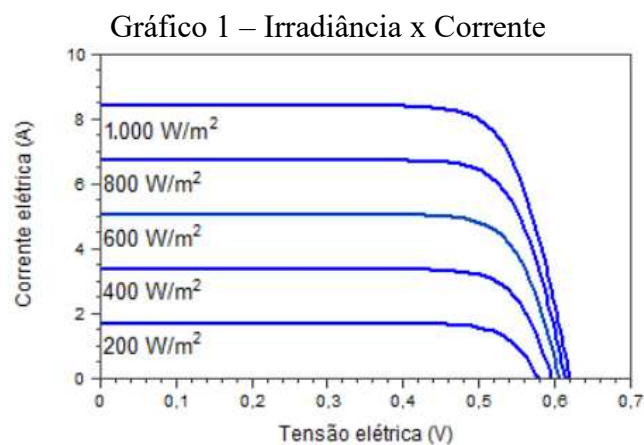
Figura 10 – Módulos em diferentes orientações



Fonte: Blog BlueSol (2023).

A instalação realizada em grandes centros urbanos é responsável por muitos casos de utilização de orientação não-ideal. Segundo R  ther (2004), mesmo em grande variedade de orienta  es não-ideias ainda    possível atingir percentuais de incidência acima de 95% da radia  o máxima. Quando são analisados casos de sistemas integrados a fachadas de prédios orientadas a leste ou oeste, ainda    possível obter rendimentos de 60% da orienta  o ótima.

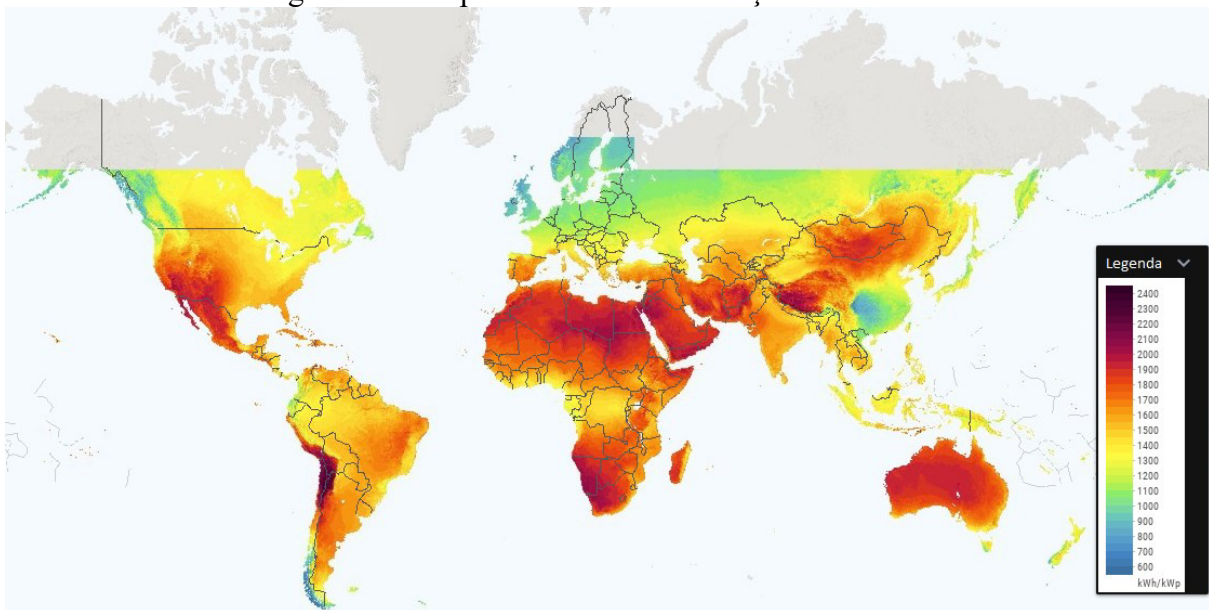
Segundo Pinho e Galdino (2014), a redu  o da irradiância solar impacta linearmente sobre a corrente produzida pela célula fotovoltaica, provocando uma altera  o da curva I-V. A tensão também será afetada, aumentando de forma logarítmica. No Gráfico 1    exibido o comportamento da curva I-V sobre diferentes valores de irradiância.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

O impacto da localização geográfica se dá pela maior disponibilidade de radiação solar, isto é, maiores níveis de irradiância solar que alguns locais do planeta possuem. De modo geral as regiões entre trópicos, e, portanto, mais próximas do equador, receberão maiores quantidades de radiação solar, resultando em maior potencial de conversão energética. Na Figura 11 é exibido o potencial energético normalizado, permitindo a rápida visualização e comparação do potencial entre diferentes regiões do globo terrestre.

Figura 11 – Disponibilidade de irradiação normalizada



Fonte: Global Solar Atlas v2.9 (2023).

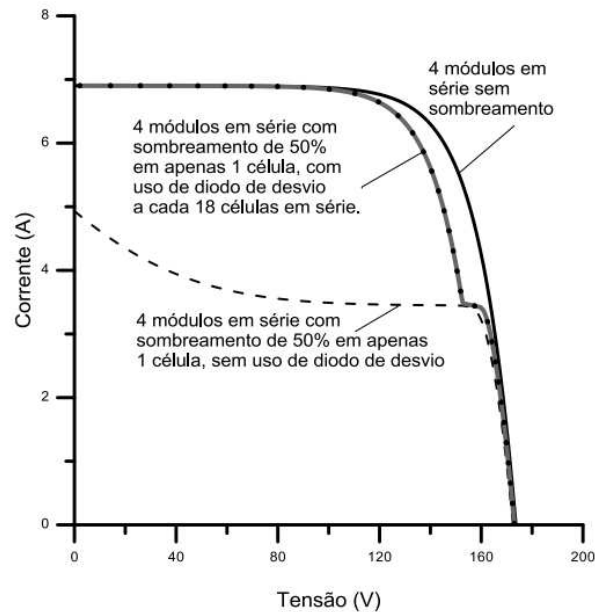
3.2 Sombreamento

O sombreamento pode ser definido como um impedimento parcial ou total à chegada da radiação eletromagnética solar sobre a célula FV. Pode ser provocado por diferentes situações, como: sombra causada por prédios e instalações vizinhas, dejetos de pássaros, folhas de árvores e objetos diversos sobre a superfície dos módulos FV.

Uma vez que na associação em série das células a corrente do conjunto é a mesma corrente que passa em cada célula, se uma célula for afetada pelo sombreamento toda a série será afetada, tendo sua potência significativamente reduzida. Na busca por reduzir os efeitos do sombreamento, os módulos FV modernos contam com diodos de *by-pass* que dividem as células do módulo em submódulos. Dessa forma, o impacto do sombreamento será reduzido de acordo com a área afetada e com quantos diodos serão ativados. No Gráfico 2 é exibido o impacto do sombreamento em um painel composto por quatro módulos com diferentes configurações de

diodos. De modo geral, em situações passíveis de sombreamento, quanto maior a quantidade de diodos de *by pass*, menor será o impacto geral sobre o rendimento do sistema.

Gráfico 2 – Impacto do sombreamento na corrente do painel



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

As causas do sombreamento são diversas. Quando analisamos SFCR em ambientes urbanos é muito comum o sombreamento causado por edificações vizinhas ou mesmo elementos da edificação onde será instalado o sistema. Esse tipo de sombreamento requer uma análise individualizada, de modo a entender quais horários e a extensão do sombreamento. Na Figura 12 é apresentado um exemplo de múltiplas fontes de sombreamento em uma mesma instalação. Em situações suscetíveis à sombreamento, além da utilização dos diodos de desvio, também são utilizados microinversores de modo a reduzir o impacto de sombreamento sobre o sistema. De forma análoga aos diodos de desvio, esse tipo de inversor atua permitindo um controle individualizado no âmbito dos módulos, buscando reduzir o impacto do sombreamento sobre módulos diferentes.

Figura 12 – Múltiplas fontes de sombreamento



Fonte: Ecori Energia Solar (2019).

3.3 Indicadores de Desempenho

Os indicadores de desempenho fornecem uma forma rápida de avaliar o desempenho de geração do sistema, assim como as principais perdas. Permitem comparar não só diferentes sistemas, como também instalações similares em localidades diferentes. Os indicadores escolhidos para este trabalho foram: Produção do Sistema (kWh/ano); Produção Específica (kWh/kWp/ano); Índice de Performance (adimensional); Produção Normalizada (kWh/kWp/dia); Perdas do Arranjo (kWh/kWp/dia) e Perdas do Sistema (kWh/kWp/dia).

A Produção do Sistema (kWh/ano) fornece uma medida da produção de energia elétrica total do sistema durante o período de um ano. Já a Produção Específica (kWh/kWp/ano) utiliza a Produção do Sistema dividida pela potência instalada do sistema, fornecendo uma métrica para comparação entre sistemas diferentes. O Índice de Performance (adimensional) fornece a razão entre a energia efetivamente produzida e a energia que poderia ser produzida se o sistema trabalhasse de forma contínua nas condições STC (*Standard Test Conditions*). A Produção Normalizada (kWh/kWp/dia), de forma similar a Produção Específica, também fornece uma métrica para comparação entre sistemas, porém nesse indicador a comparação é realizada em kWh/kWp/dia, enquanto na Produção Específica a comparação é kWh/kWp/ano.

Para os indicadores de perdas temos as Perdas do Arranjo (kWh/kWp/dia) e Perdas do Sistema (kWh/kWp/dia) fornecendo as perdas de energia elétrica que ocorrem no SFCR. O primeiro indicador se concentra nas perdas ocorridas no arranjo FV (conjunto de módulos), enquanto o segundo avalia as perdas ocorridas no inversor e cabeamento.

4 ANÁLISE FINANCEIRA

4.1 Análise de Viabilidade Financeira

Quando se avalia a execução de um projeto é necessário não somente realizar a análise de viabilidade técnica, como também a análise de viabilidade financeira. O estudo de viabilidade financeira consiste na avaliação que tem por objetivo determinar se um projeto é viável ou não do ponto de vista do retorno da quantia monetária dispendida no projeto. Segundo Rosário (2014) um projeto é viável para uma empresa se acrescentar mais valor do que vai custar para implementá-lo. Além disso, para um projeto ser atrativo, é preciso que a quantidade de lucro gerado, o retorno do projeto, seja maior do que aquele que a empresa poderia obter com outros investimentos possíveis (RODRIGUES; ROZENFELD, 2014).

Avaliar a viabilidade de um empreendimento, portanto, consiste na realização de uma análise minuciosa da capacidade de geração de valor monetário por tal empreendimento, além de uma análise comparativa com relação a outros possíveis projetos também geradores de valor monetário.

Para realizar a análise financeira são necessários dados financeiros do projeto, como o somatório dos gastos, os ganhos esperados, o custo do capital utilizado, o fluxo de caixa gerado pelo investimento, entre outros. Buscando padronizar e auxiliar na comparação com outros investimentos são calculados e utilizados indicadores e taxas de referência como: Taxa Mínima de Atratividade (TMA), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Tempo de Retorno (*Payback*). O Fluxo de Caixa projetado para o investimento também é analisado e necessário ao cálculo do Tempo de Retorno (*Payback*) e Taxa Interna de Retorno (TIR).

4.2 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa é definido como a movimentação de entradas e saídas de dinheiro durante o ciclo de vida de um projeto, e sua elaboração deve ser o primeiro passo para a realização da avaliação financeira do projeto (RODRIGUES; ROZENFELD, 2014). No caso de um projeto FV, as entradas de dinheiro serão constituídas pela geração elétrica do sistema transformada em valor monetário, ou receita, a partir da tarifa de eletricidade cobrada na região. As saídas, ou despesas, serão constituídas pelos gastos com aquisição de todo o sistema, projeto, montagem, custos adicionais de implantação e manutenção do sistema.

Para se obter a receita produzida pelo sistema será necessário estimar a geração obtida em kWh que será multiplicada pela tarifa de eletricidade da região, obtendo-se então uma quantia monetária anual, que formará a receita do empreendimento. A tarifa deverá ser corrigida de acordo com o aumento esperado para o setor. O aumento da tarifa de energia elétrica é popularmente conhecido como inflação da tarifa de energia elétrica. A perda de eficiência de geração elétrica pelos módulos FV também é importante porque atualiza a geração elétrica esperada do sistema levando em conta a degradação dos materiais e consequente redução de geração elétrica ano após ano.

Para a composição das saídas será necessária a avaliação detalhada dos custos dos equipamentos que compõem o sistema, como: módulos, inversor, dispositivos de proteção, suportes de montagem, cabeamento e sistemas auxiliares. Custos com elaboração de projetos, autorizações, montagem do sistema e gastos com manutenção preventiva ou corretiva também precisam ser considerados. Uma vez projetadas as entradas e saídas é possível construir o Fluxo de Caixa para o empreendimento. A partir da projeção desse Fluxo de Caixa serão calculados os indicadores para tomada de decisão sobre a viabilidade do empreendimento.

4.3 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) representa a mínima rentabilidade desejada para um investimento, sendo expressa em termos de taxa percentual. A TMA é muito importante porque permite comparar e auxiliar na tomada de decisão sobre a realização ou não de um investimento, visto que permite uma comparação imediata com outras opções disponíveis no mercado. No caso de recursos tomados junto a bancos ou financeiras, essa deverá ser a taxa efetiva do empréstimo, isto é, a taxa que representa o preço pelo qual o recurso está sendo tomado. Na utilização de recursos próprios, tal taxa deverá ser no mínimo equivalente à taxa ofertada por um investimento conservador e de baixo risco, geralmente indexado a taxa SELIC vigente.

4.4 Valor Presente Líquido (VPL)

Segundo Borsato (2015) o Valor Presente Líquido (VPL) é uma metodologia capaz de determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa mínima de atratividade do investimento levando em consideração os custos do investimento inicial. Um VPL positivo indica que o projeto em questão é capaz de gerar valor, portanto deve ser

considerado. Já um VPL negativo indica que um projeto não é capaz de gerar valor, portanto não deve ser realizado. O cálculo do VPL pode ser realizado por meio da Equação 1.1.

$$V_{PL} = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{FC_t}{(1+i)^n} \quad (1.1)$$

Onde:

- VPL = Valor Presente Líquido
- FC = fluxo de caixa
- t = momento em que o fluxo de caixa ocorreu
- i = taxa de desconto (ou taxa mínima de atratividade)
- n = intervalo de tempo

4.5 Taxa Interna de Retorno (TIR)

Enquanto a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) representa a mínima rentabilidade desejada para um investimento, a Taxa Interna de Retorno (TIR) representa a maior taxa possível que um investimento consegue gerar. Segundo Rosário (2014) a TIR de um projeto de investimento é a taxa de atualização pela qual o Valor Atual Líquido se iguala a zero. É utilizada como comparativo na tomada de decisão entre diferentes investimentos. Diferente da TMA, que é uma taxa selecionada, a TIR deverá ser calculada utilizando-se do fluxo de caixa projetado do investimento. A TIR é calculada utilizando-se as entradas e saídas do fluxo de caixa segundo a Equação 1.2.

$$VP = \text{capital} + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad (1.2)$$

Onde:

- VP = 0
- Capital = quantia inicial investida (negativo)
- Ft = fluxo de caixa
- t = tempo de investimento
- i = período de cada investimento
- N = período final do investimento

4.6 Tempo de Retorno (*Payback*)

O Tempo de Retorno, ou *Payback*, é definido como o tempo necessário para que o retorno obtido se iguale ao investimento inicial, sendo calculado em períodos necessários para se recuperar o investimento inicial (SOUZA FILHO, 2017). O *Payback* retorna, de forma simples, o tempo necessário para que o capital investido retorne ao investidor devido aos ganhos com o empreendimento realizado. Enquanto TMA e TIR são expressas em taxas percentuais e o VPL é expresso em quantia monetária, o *Payback* fornece sua medida em intervalos de tempo, seja em base anual, semestral, trimestral ou mensal. Analisar o período de retorno é importante porque investimentos com tempo de retorno muito longos podem não ser interessantes pela demora na recuperação do capital investido. Outra situação desfavorável é quando o Tempo de Retorno de um projeto excede a vida útil estimada dos equipamentos, portanto não sendo viável do ponto de vista financeiro.

Existe ainda uma variação do cálculo de *Payback* denominado de *Payback Descontado*. Enquanto o *Payback* considera somente o tempo necessário para que ocorra retorno do capital investido, o *Payback Descontado* se utiliza da TMA para atualizar o capital investido, levando em conta o valor do dinheiro no tempo. Essa atualização é realizada a partir do fluxo de caixa, onde as entradas terão seus valores levados a tempo presente, similar ao que é realizado no cálculo do VPL. Uma vez que as entradas são levadas a presente e descontadas de uma taxa o Tempo de Retorno fornecido pelo *Payback Descontado* costuma ser maior do que o *Payback*.

5 MODELAGEM DO SISTEMA

5.1 Dados do Recurso Solar

O SFCR dimensionado neste trabalho será integrado ao telhado de uma residência na cidade de Fortaleza-CE. Os dados referentes à disponibilidade solar para o local de instalação foram coletados das seguintes fontes: NREL, NASA, CRESESB e Atlas Eólico e Solar do Estado do Ceará. O compilado de dados é exibido na Tabela 1 em ordem decrescente, do maior para o menor valor de Irradiação Diária Média. No dimensionamento final optou-se por utilizar os dados mais conservadores, que para esta região foram os fornecidos pelo Atlas Eólico e Solar do Estado do Ceará.

Tabela 1 – Irradiação Solar Diária Média

BANCO DE DADOS	AZIMUTE(°)	INCLINAÇÃO(°)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
NREL	0	0	6,2	5,66	5,65	5,37	5,58	5,49	5,9	6,66	7,11	7,19	6,94	6,71	6,21
NASA	0	0	5,74	5,54	5,04	4,77	5,17	5,26	5,7	6,42	6,76	6,92	6,56	6,22	5,84
CRESESB	0	0	5,75	5,77	5,57	4,86	5,19	5,23	5,45	5,89	6,05	6,3	6,34	5,94	5,70
ATLAS	0	0	5,304	4,641	4,866	4,306	4,664	4,507	4,998	5,856	6,07	6,258	5,864	5,668	5,250

Fonte: compilado pelo autor¹.

Os dados do Atlas Eólico e Solar do Estado do Ceará, exibidos na Tabela 1, foram inseridos no PVsyst 7.2.6 e, de acordo com a orientação e inclinação escolhidas para esse projeto, o próprio software realizou os ajustes para as condições determinadas.

5.2 Modelagem dos Cenários

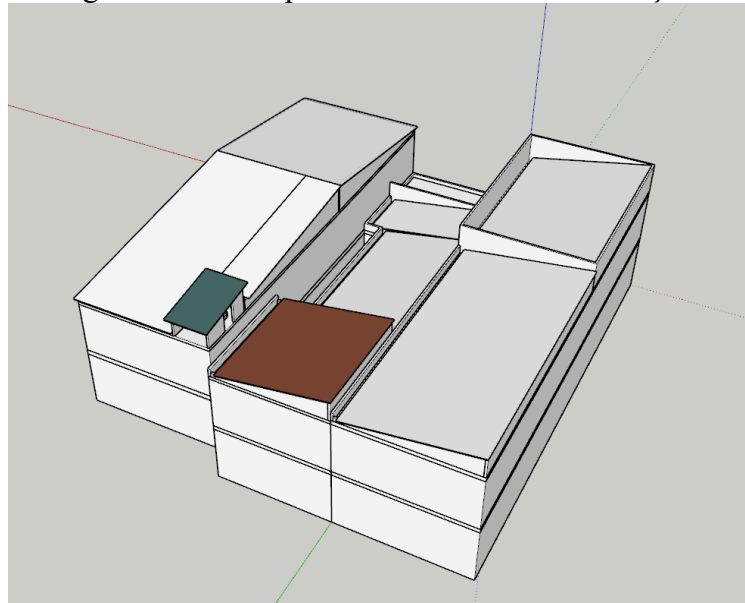
A modelagem 3D da edificação onde será instalado o SFCR, assim com as edificações que poderiam causar sombreamento foram desenhadas utilizando o software comercial SketchUp Pro 2011 e posteriormente exportadas para o software comercial PVsyst 7.2.6. A escolha da utilização do SketchUp Pro 2021 se deu pela necessidade de maior detalhamento na fonte de sombreamento, visto a limitação de geometrias fornecidas dentro da interface gráfica do PVsyst 7.2.6.

As dimensões utilizadas foram aferidas manualmente nas residências e inseridas na modelagem no SketchUp Pro 2021. A estrutura responsável pelo sombreamento parcial é composta por um pequeno telhado sobre uma caixa d'água da casa vizinha à edificação onde

¹ Compilado de dados a partir de NREL (2023), NASA (2023), CRESESB (2018) e Atlas Eólico e Solar (2023).

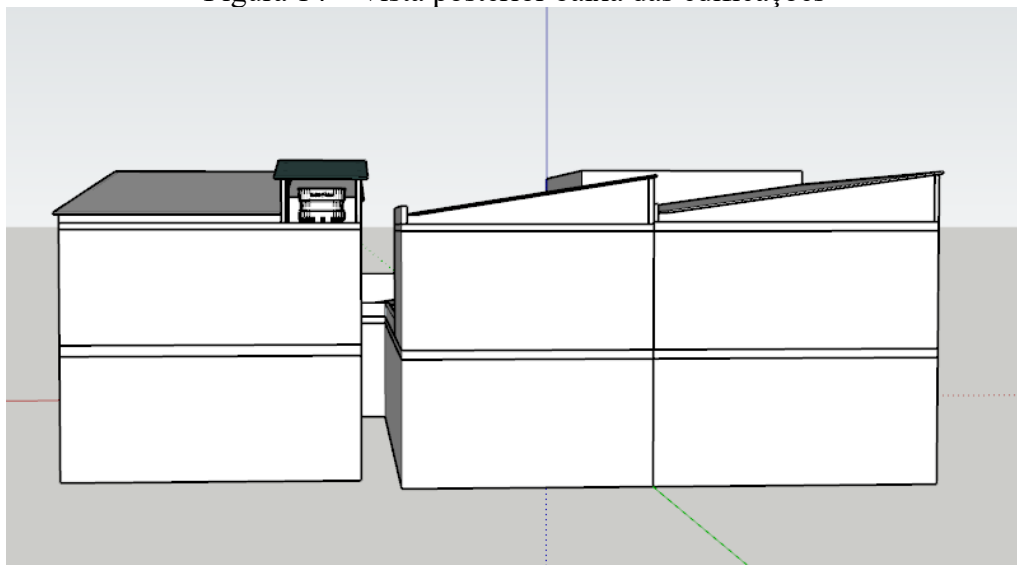
será instalado o painel FV. Essa fonte de sombreamento pode ser visualizada na Figura 13, com o pequeno telhado destacado em cor azul. O telhado onde será instalado o SFCR é representando também na Figura 13 na cor marrom. Na Figura 14 é possível visualizar a altura relativa dessa fonte de sombreamento parcial comparada ao telhado que será utilizado na instalação.

Figura 13 – Vista posterior elevada das edificações



Fonte: elaborado pelo autor.

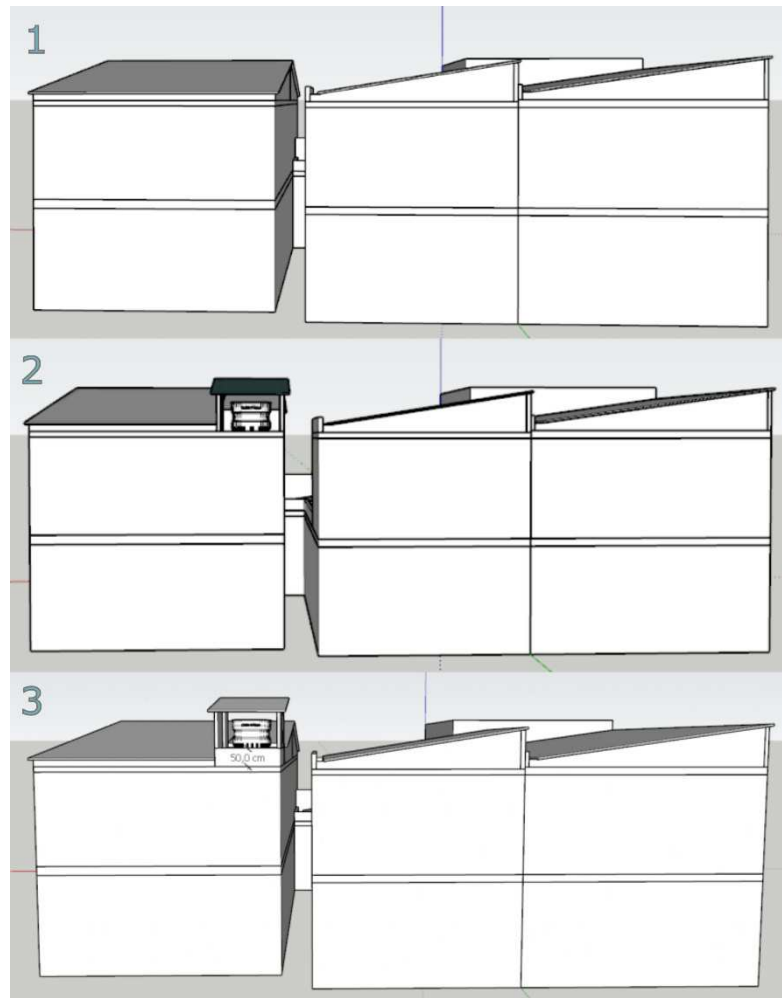
Figura 14 – Vista posterior baixa das edificações



Fonte: elaborado pelo autor.

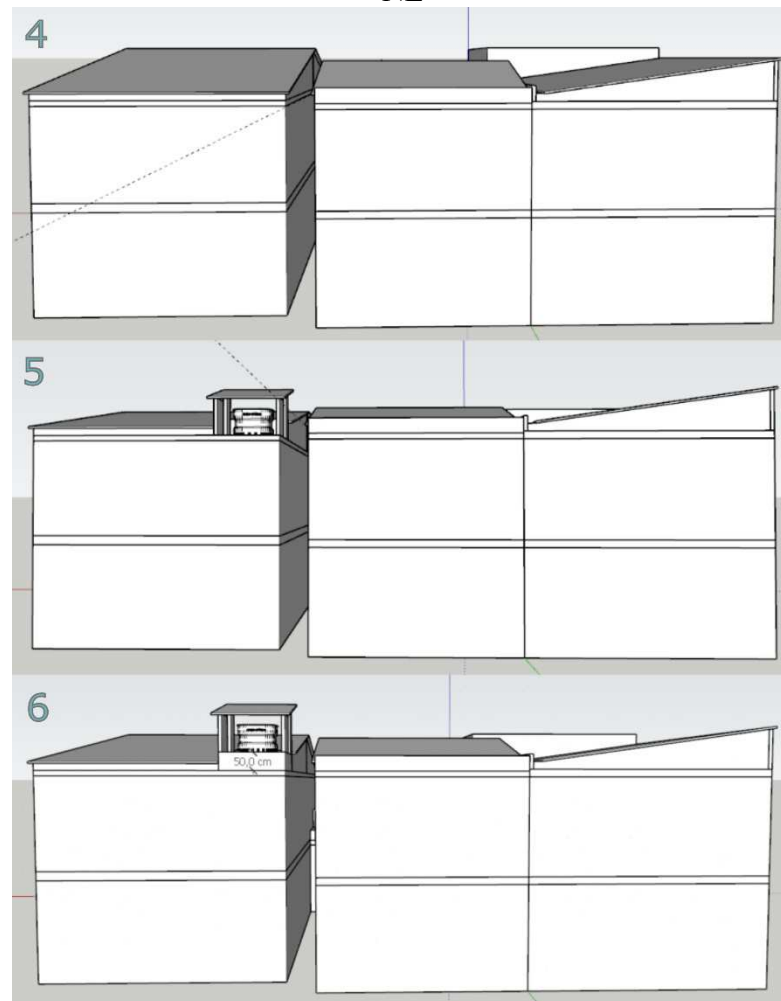
De modo a se obter o real impacto que a edificação responsável pelo sombreamento causa, assim como o impacto da orientação não-ideal do telhado, foram modelados outros cenários hipotéticos para realização de comparativo. Na Figura 15 são mostrados três cenários com o telhado em sua orientação real, porém com alterações na fonte de sombreamento, sendo: ausência da edificação que causa sombreamento (1), modelo real com a edificação que causa sombreamento (2) e edificação que causa sombreamento elevada em 50 cm (3). Na Figura 16 são mostradas as mesmas configurações da fonte de sombreamento, representadas por (4), (5) e (6), no entanto, a orientação do telhado foi alterada de modo a apontar para o norte geográfico, sofrendo, porém, um pequeno desvio. O telhado real, modelado nos cenários (1), (2) e (3) possui orientação 130° no sentido horário, isto é, orientação sudeste, com inclinação de 10° . O telhado com orientação alterada, modelado nos cenários (4), (5) e (6) possui orientação 40° no sentido horário, isto é, orientação nordeste. A inclinação é a mesma do telhado original.

Figura 15 – Vista posterior das edificações com telhado em orientação SU



Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 16 – Vista posterior das edificações com telhado em orientação NE



Fonte: elaborado pelo autor.

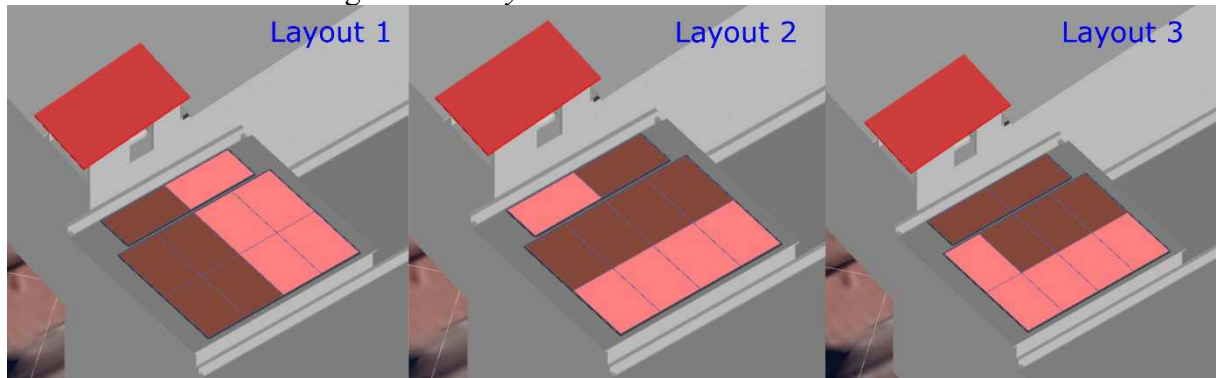
Os cenários (1) e (4) tem por objetivo avaliar a produção hipotética do SFCR na ausência da fonte de sombreamento, alterando somente a orientação do telhado. Os cenários (2) e (5) avaliam a produção na presença da fonte de sombreamento em sua altura real, alterando somente a orientação do telhado. Os cenários (3) e (6) objetivam avaliar o impacto da fonte de sombreamento em hipotética elevação de 50 cm, novamente variando somente a orientação do telhado. As simulações serão realizadas para cada um dos seis cenários utilizados.

5.3 Modelagem do *Layout* dos Módulos

Para realizar o cálculo de perdas inicialmente foi realizada a disposição dos módulos na área total disponível do telhado. Optou-se por utilizar as duas entradas MPPT disponíveis no inversor de forma que os módulos mais sujeitos a sombreamento fossem

agrupados na mesma entrada MPPT, de modo a se analisar o impacto no desempenho do sistema. Foram utilizados três diferentes arranjos de conexões ao MPPT, onde módulos na mesma cor estão conectados à mesma entrada MPPT. As diferentes configurações foram numeradas de 1 a 3 e estão expostas na Figura 17.

Figura 17 – *Layout* dos módulos fotovoltaicos



Fonte: elaborado pelo autor.

Os três layouts foram aplicados a cada cenário modelado no SketchUp (1-6), de modo que o total de simulações neste estudo foi de 6 (configurações orientação e fonte de sombreamento) x 3 (configurações de conexão as entradas MPPT) = 18 simulações. Na Tabela 2 é apresentado o resumo das simulações.

Tabela 2 – Resumo das simulações

DADOS DA SIMULAÇÃO									
ORIENTAÇÃO DO TELHADO	FONTE DE SOMBREAMENTO	CENÁRIO	Layout	SIMULAÇÃO	ORIENTAÇÃO DO TELHADO	FONTE DE SOMBREAMENTO	CENÁRIO	Layout	SIMULAÇÃO
Real - SU - 130°	S/Sombreamento	1	1	TR-SC-1.1	Alterado - NE - 40°	S/Sombreamento	4	1	TA-SC-4.1
			2	TR-SC-1.2				2	TA-SC-4.2
			3	TR-SC-1.3				3	TA-SC-4.3
	C/Sombreamento	2	1	TR-CC-2.1		C/Sombreamento	5	1	TA-CC-5.1
			2	TR-CC-2.2				2	TA-CC-5.2
			3	TR-CC-2.3				3	TA-CC-5.3
	C/Sombreamento + 50 cm	3	1	TR-CCE-3.1		C/Sombreamento + 50 cm	6	1	TA-CCE-6.1
			2	TR-CCE-3.2				2	TA-CCE-6.2
			3	TR-CCE-3.3				3	TA-CCE-6.3

Fonte: elaborado pelo autor.

Para este trabalho, as principais fontes de perdas de geração do SFCR são a edificação vizinha que causa sombreamento e a orientação não-ideal do telhado onde será instalado o SFCR. Embora a perda por temperatura também seja significativa devido a elevada

temperatura atingida pelas células FV nesta região, todos os cenários foram modelados se utilizando a mesma distância de instalação dos módulos e as mesmas temperaturas de operação.

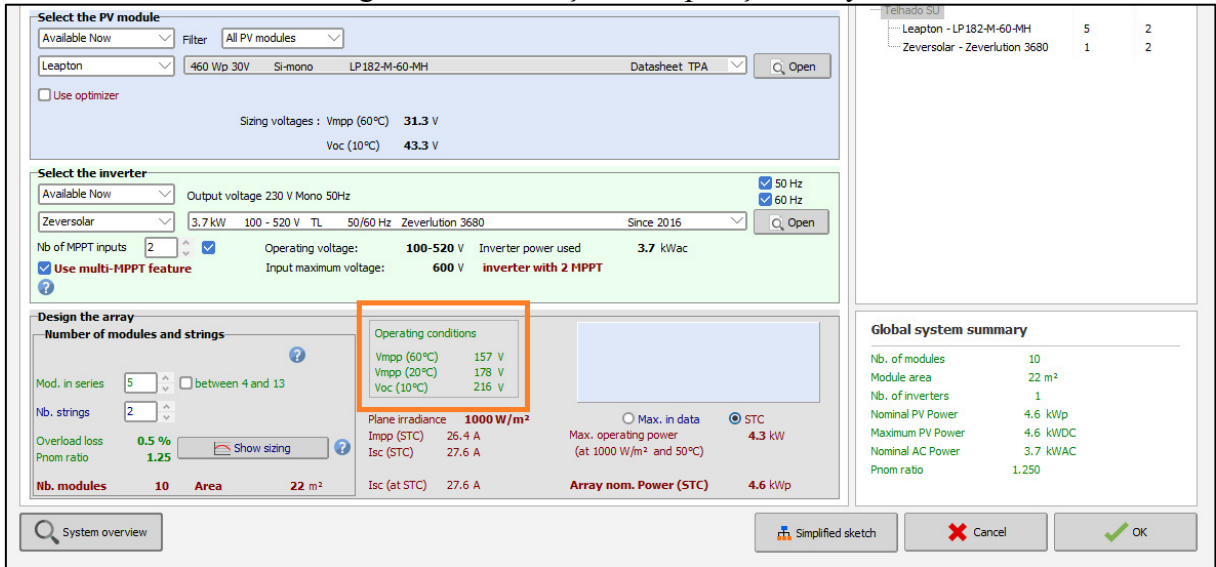
O PVsyst realiza a estimativa de perda por sombreamento utilizando um fator interno de sombreamento, chamado de *shading fator*. Utilizou-se nas simulações o modo de cálculo elétrico detalhado para maior precisão nos resultados.

5.4 Dimensionamento no PVsyst

O sistema escolhido para este SFCR é composto por: 10 módulos Lepton LP-182-M-60-MH Si-mono de 460 Wp; 1 inversor de *string* Zerversolar – Zeverlution 3680; estrutura de fixação para telha cerâmica; conectores; string-box; cabeamento CA e cabeamento CC. A escolha da quantidade de módulos se deu pela disponibilidade de área no telhado. Já a escolha dos modelos do módulo e inversor se deu pela disponibilidade comercial para a região. A potência nominal do sistema é de 4,6 kWp, com inversor entregando 3,7 kW de saída máxima em CA.

Uma condição padrão de operação foi alterada dentro do cálculo realizado pelo PVsyst: a tensão Voc (10°C). Por padrão o PVsyst adota Voc (-10°C). Esse valor de temperatura, no entanto, não é realista para temperaturas em regiões entre trópicos, de modo que seguindo as normais climatológicas (INMET), optou-se por utilizá-la, já com margem, em 10°C. Com a redução da temperatura do ambiente a tensão em circuito aberto do módulo aumenta, o que é levado em conta pelo PVsyst no cálculo de máxima tensão em circuito aberto. Utilizar temperaturas muito baixas levará a indicação de tensão máxima em circuito aberta muito mais elevada do que a realidade, chegando ao ponto de inviabilizar a composição de *strings* de módulos, ou ainda o uso de alguns inversores. A temperatura ajustada pode ser visualizada no destaque laranja na Figura 18, dentro do ambiente PVsyst.

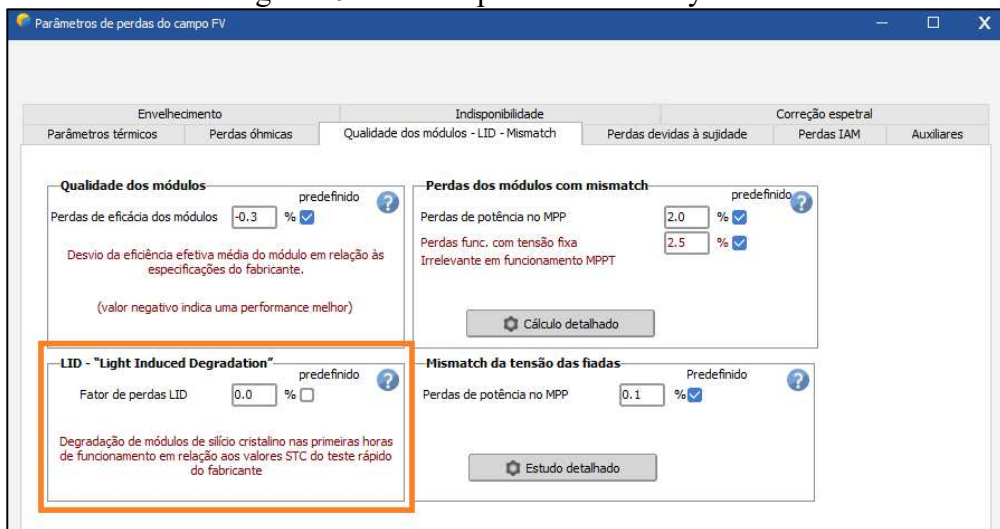
Figura 18 – Condições de operação PVsyst



Fonte: elaborado pelo autor.

Além da modificação do Voc, também foi realizada outra modificação na condição de cálculo do PVSyst, desta vez na seção parâmetros de perda. O PVSyst incorpora no cálculo de produção elétrica do sistema as perdas por LID, aplicando a alteração para os anos subsequentes. Neste trabalho, optou-se por desabilitar esse cálculo, de modo a obter os dados de produção antes dessa redução. A correção das perdas por LID será considerada nas tabelas de cálculo de produção de energia elétrica e produção financeira de acordo com os dados indicados pelo fabricante no *datasheet* do módulo. Na Figura 19 é exibida a tela no menu com a opção desabilitada.

Figura 19 – Perdas por LID no PVSyst



Fonte: elaborado pelo autor.

5.5 Modelagem Financeira

A Modelagem Financeira consiste no cálculo de rendimento financeiro da aplicação em dado horizonte temporal que, para este sistema, será de 20 anos. A importância da Modelagem Financeira está ligada a Análise de Viabilidade do Investimento. Para se obter as entradas, ou receitas, de um SFCR é preciso levar em consideração os seguintes fatores: geração elétrica do sistema, perdas de eficiência nos módulos FV, tarifa de energia elétrica, fator de simultaneidade e custo do fio B na região. Para a análise comparativa com outros investimentos se faz necessário o cálculo de indicadores financeiros como VPL, TIR e *Payback*. Para o cálculo dos indicadores financeiros será preciso utilizar o Fluxo de Caixa e a TMA.

A geração elétrica do SFCR será obtida a partir da simulação no PVSyst para as condições estabelecidas e será fornecida em base anual. Conforme Jordan e Kurtz (2012), os módulos FV sofrem degradação devido à exposição ao ambiente e desgaste pelo próprio funcionamento, sendo preciso realizar um ajuste na geração anual esperada com o passar dos anos. Conforme informado pelo fabricante, será utilizado uma redução no desempenho de 2,0% no primeiro ano e 0,55% linear nos anos seguintes. O rendimento esperado para o painel FV, no ano 20, é de 87,55%.

A tarifa de energia elétrica cobrada pelas distribuidoras de energia varia de região para região, assim como entre as distribuidoras. Na realização deste trabalho, no segundo semestre de 2023, a tarifa cobrada pela ENEL-CE, já com impostos, é de R\$ 0,97213. Para a projeção do preço futuro da tarifa adotou-se a taxa conservadora de inflação do setor elétrico em 7,0%, baseada na média aproximada do IPCA de 1995 a 2022. Embora a inflação do setor elétrica tenha sido superior ao IPCA em alguns anos, a adoção de uma taxa reduzida para o aumento tarifário se deu de modo a se obter dados mais conservadores para a construção do fluxo de caixa do projeto avaliado, evitando assim a superavaliação das entradas projetadas para o empreendimento. Na Tabela 3 são exibidos os valores do IPCA no intervalo de 1995 a 2022.

Tabela 3 – IPCA 1995 - 2022

Ano	%	Ano	%	Ano	%	Ano	%	
dez/95	22,41	dez/02	12,53	dez/09	4,31	dez/16	6,29	
dez/96	9,56	dez/03	9,3	dez/10	5,91	dez/17	2,95	
dez/97	5,22	dez/04	7,6	dez/11	6,5	dez/18	3,75	
dez/98	1,65	dez/05	5,69	dez/12	5,84	dez/19	4,31	
dez/99	8,94	dez/06	3,14	dez/13	5,91	dez/20	4,52	
dez/00	5,97	dez/07	4,46	dez/14	6,41	dez/21	10,06	
dez/01	7,67	dez/08	5,9	dez/15	10,67	dez/22	5,79	
							Média	6,90%

Fonte: IBGE (2023).

A partir da Lei 14.300/2022 a energia injetada na rede e posteriormente compensada passa a ser tributada baseando-se no percentual da tarifa correspondente ao Fio B. Em vista dessa nova cobrança é preciso estimar o consumo simultâneo, isto é, o quanto a carga consome da energia produzida pelo SFCR no momento da produção, parcela essa não sujeita a tributação pelo fio B. O consumo simultâneo de energia costuma ser estimado de acordo com o perfil de consumo do local de instalação e é representado pelo Fator de Simultaneidade. Segundo Greener (2023), para residências onde há consumo significativo no período da manhã e tarde, o fator de 30% é conservador para a previsão do consumo simultâneo.

O custo da energia compensada se baseia em alíquota aplicada ao custo do Fio B, que na realização deste trabalho, no segundo semestre de 2023, para a ENEL-CE, tem o custo de R\$ 0,28695. Aplicando as alíquotas de PIS, COFINS e ICMS, respectivamente de 0,79%, 3,60% e 20%, o custo final do fio B será de R\$ 0,37951. A alíquota a ser aplicada, ainda segundo a Lei 14.300/2022 será progressiva, iniciando em 15,0% em 2023 e atingindo 90,0% em 2028. A alíquota a partir de 2029 ainda será definida pela ANEEL. Neste trabalho foi adotado alíquota de 100% de 2029 em diante, isto é, cobrança integral do custo do Fio B.

O cálculo do VPL, TIR e *Payback* seguirá a metodologia abordada nas seções 5.4, 5.5 e 5.6, respectivamente. O fluxo de caixa necessário para o cálculo dos indicadores financeiros será composto pela geração elétrica projetada multiplicada pela tarifa de energia elétrica corrigida pela inflação ao longo do horizonte temporal do projeto.

Para o cálculo do *Payback* se faz necessário conhecer o dispêndio total de recursos para a realização do projeto, além do valor residual do sistema ao final da sua vida útil. Os custos foram divididos em duas categorias: Custos de Aquisição e Custos de Manutenção. Os Custos de Aquisição contemplam os custos de dimensionamento do sistema, aquisição dos componentes, montagem e homologação. Já os Custos de Manutenção são compostos pelos custos de manutenção preventiva e corretiva. O Valor Residual do Sistema leva em

consideração o valor do sistema descontado da taxa de referência, que será a mesma usada no reajuste tarifário, de modo a trazer o valor que o sistema possuiria no ano 20 para tempo presente. Adotou-se a metodologia proposta por Farias (2020), onde o Custo ao Longo da Vida Útil ou *Life Cycle Cost* (Lcc) leva em consideração todos esses fatores para o cálculo do *Payback*. Os custos de dimensionamento, integração e homologação foram obtidos de Greener (2023), que realizou uma pesquisa junto a fabricantes e integradores, compilando valores médios dos custos envolvidos.

Tanto a TIR, quanto o VPL, necessitam de uma taxa referencial, a TMA. Para este estudo, a TMA adotada se baseia na Selic Over, em 13,15% a.a. descontada da cobrança do Imposto de Renda em 15%, logo, a taxa efetiva utilizada no cálculo dos indicadores foi de 11,18% a.a. O compilado de todas as premissas, ou condições adotadas, consta na Tabela 4.

Tabela 4 – Premissas adotadas

Condições Adotadas	
Horizonte Temporal	20 anos
Redução da Eficiência 1º ano	2,00%
Redução da Eficiência 2º-20º ano	0,55%
Custo da Tarifa de Energia Elétrica	R\$ 0,97213
Custo do Fio B	R\$ 0,37951
Reajuste da Tarifa de Energia Elétrica	7,00%
Alíquota Fio B	15,00% - 100,00%
Fator de Simultaneidade	30,00%
Selic Over	13,15% a.a.
Alíquota Imposto de Renda	15,00%
TMA Efetiva	11,18%

Fonte: compilado pelo autor².

² Compilado de dados a partir de ANEEL (2023), GREENER (2023) e Anexo A.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

As simulações realizadas no software PVsyst utilizaram os mesmos parâmetros de operação, como: temperatura de funcionamento dos módulos, percentual de perdas por sujeira e perdas por *mismatching*. Além disso, os componentes do sistema, banco de dados solarimétrico e normais climatológicas foram mantidos para cada simulação. As variáveis entre as simulações foram: Orientação do Telhado (Real ou Alterado), Fonte de Sombreamento (Sem Sombreamento, Com Sombreamento e com fonte de Sombreamento Elevado em 50 cm) e Disposição dos Módulos nas duas entradas MPPT do inversor de *string*, denominado *Layout* (1, 2 ou 3). A combinação entre as variáveis resultou no total de dezoito simulações, detalhadas na Seções 6.2 e 6.3. Na Tabela 5 é possível visualizar os resultados obtidos para todos os cenários, combinações de *layout* e simulações realizadas.

Tabela 5 – Quadro de simulações

ORIENTAÇÃO DO TELhado	FONTE DE SOMBREAMENTO	CENÁRIO	LAYOUT	SIMULAÇÃO	PRODUÇÃO ANUAL (kWh)	PRODUÇÃO 1* ANO (kWh)	PRODUÇÃO ESPECÍFICA (kWh/kWp/ano)	ÍNDICE DE PERFORMANCE	PRODUÇÃO NORMALIZADA (kWh/kWp/dia)	PERDAS NO GRUPO (kWh/kWp/dia)	PERDAS NO SISTEMA (kWh/kWp/dia)
Real - SU (130°)	S/Sombreamento	1	1	TR-SC-1.1	7.124,00	6.981,52	1.549,00	0,815	4,24	0,77	0,19
			2	TR-SC-1.2	7.124,00	6.981,52	1.549,00	0,815	4,24	0,77	0,19
			3	TR-SC-1.3	7.124,00	6.981,52	1.549,00	0,815	4,24	0,77	0,19
	C/Sombreamento	2	1	TR-CC-2.1	7.052,00	6.910,96	1.533,00	0,807	4,20	0,81	0,19
			2	TR-CC-2.2	7.053,00	6.911,94	1.533,00	0,807	4,20	0,81	0,19
			3	TR-CC-2.3	7.056,00	6.914,88	1.534,00	0,807	4,20	0,81	0,19
	C/Sombreamento + 50 cm	3	1	TR-CCE-3.1	6.992,00	6.852,16	1.520,00	0,800	4,16	0,85	0,19
			2	TR-CCE-3.2	6.993,00	6.853,14	1.520,00	0,800	4,16	0,85	0,19
			3	TR-CCE-3.3	6.997,00	6.857,06	1.521,00	0,801	4,17	0,85	0,19
Alterado - NE (40°)	S/Sombreamento	4	1	TA-SC-4.1	7.224,00	7.079,52	1.570,00	0,816	4,30	0,77	0,19
			2	TA-SC-4.2	7.224,00	7.079,52	1.570,00	0,816	4,30	0,77	0,19
			3	TA-SC-4.3	7.224,00	7.079,52	1.570,00	0,816	4,30	0,77	0,19
	C/Sombreamento	5	1	TA-CC-5.1	7.205,00	7.060,90	1.566,00	0,814	4,29	0,79	0,19
			2	TA-CC-5.2	7.204,00	7.059,92	1.566,00	0,814	4,29	0,79	0,19
			3	TA-CC-5.3	7.205,00	7.060,90	1.566,00	0,814	4,29	0,79	0,19
	C/Sombreamento + 50 cm	6	1	TA-CCE-6.1	7.157,00	7.013,86	1.556,00	0,809	4,26	0,82	0,19
			2	TA-CCE-6.2	7.148,00	7.005,04	1.554,00	0,807	4,26	0,82	0,19
			3	TA-CCE-6.3	7.147,00	7.004,06	1.554,00	0,807	4,26	0,82	0,19

Fonte: elaborado pelo autor.

As simulações tiveram como objetivo permitir três importantes observações: influência da fonte de sombreamento, influência da disposição dos módulos nas entradas MPPT e influência da orientação do telhado sobre a produção elétrica anual e receita. Isso foi realizado comparando a disposição real do sistema, que consiste no Cenário 2 (Telhado Real – Com Sombreamento) aos cenários hipotéticos, em que a fonte de sombreamento foi removida (Cenário 1), a fonte de sombreamento foi elevada, de modo a ter um impacto maior (Cenário 3) e variação na disposição dos módulos no telhado.

6.1 Comparativo da Produção de Energia Elétrica

Na Tabela 6 são exibidas as principais comparações entre cenários, mostrando a diferença de produção elétrica anual em kWh para o primeiro ano de funcionamento, para toda a vida útil do sistema (20 anos) e a diferença percentual entre os casos comparados.

Tabela 6 – Tabela comparativa entre cenários

COMPARATIVO	TELHADO	FONTE DE SOMBREAMENTO	CENÁRIO	LAYOUT	kWh 1º ano	kWh 20 anos	Δ kWh 20 anos
Impacto do sombreamento	Real(SU)	C/sombreamento - S/sombreamento	(2) - (1)	3	-66,64	-1.261,74	-0,955%
	Real(SU)	C/sombreamento +50 cm - S/sombreamento	(3) - (1)	3	-124,46	-2.356,49	-1,783%
	Real(SU)	C/sombreamento +50 cm - C/sombreamento	(3) - (2)	3	-57,82	-1.094,75	-0,836%
	Alterado(NE)	C/sombreamento - S/sombreamento	(5) - (4)	1	-18,62	-352,55	-0,263%
	Alterado(NE)	C/sombreamento +50 cm - S/sombreamento	(6) - (4)	1	-65,66	-1.243,18	-0,927%
	Alterado(NE)	C/sombreamento +50 cm - C/sombreamento	(6) - (5)	1	-47,04	-890,64	-0,666%
Impacto da orientação do telhado	Real(SU) - Alterado(NE)	S/sombreamento - S/sombreamento	(1) - (4)	1	-98,00	-1.855,50	-1,384%
	Real(SU) - Alterado(NE)	C/sombreamento - C/sombreamento	(2) - (5)	3 - 1	-146,02	-2.764,69	-2,068%
	Real(SU) - Alterado(NE)	C/sombreamento +50 cm - C/sombreamento +50cm	(3) - (6)	3 - 1	-156,80	-2.968,80	-2,236%
Layouts	Alterado(NE) - Alterado(NE)	C/sombreamento +50 cm - C/sombreamento +50cm	(6) - (6)	3 - 1	-9,80	-185,55	-0,140%
	Real(SU) - Real(SU)	C/sombreamento - C/sombreamento	(3) - (3)	1 - 3	-4,90	-92,77	-0,072%
Menor Geração - Maior Geração	Real(SU) - Alterado(NE)	C/sombreamento +50 cm - S/sombreamento	(3) - (4)	1	-227,36	-4.304,76	-3,212%

Fonte: elaborado pelo autor.

6.1.1 Comparativo sobre a fonte de sombreamento

Ao comparar o Cenário (2) com o Cenário (1), ambos em *Layout 3*, obtivemos a diferença de 66,64 kWh para o primeiro ano de funcionamento e diferença de 1.261,74 kWh (-0,955%) no horizonte de 20 anos. Essa comparação revelou que a existência da fonte de sombreamento, frente a um cenário hipotético, nas mesmas condições, porém sem a fonte de sombreamento, resultou em perda inferior a 1,0% ao longo da vida útil do sistema. Comparando o Cenário (3) com o Cenário (1), ambos em *Layout 3*, obtivemos a diferença de 124,46 kWh para o primeiro ano de funcionamento e diferença de 2.356,49 kWh (-1,783%) no horizonte de 20 anos. Essa comparação revelou que a elevação da fonte de sombreamento em 50 cm causou maior área sombreada, com conseqüente redução da produção elétrica do sistema. A diferença entre o cenário hipotético sem sombreamento e cenário também hipotético com sombreamento aumentado revelou perda de geração elétrica inferior a 2,0% ao longo da vida útil do projeto.

Ao comparar os cenários com telhado em orientação alterada, a diferença também ocorreu, porém em valores reduzidos. Comparando o Cenário (5) com o Cenário (4), ambos em *Layout 3* obtivemos uma diferença de 18,62 kWh para o primeiro ano e 352,55 kWh (-0,263%) para horizonte de 20 anos. Ao comparar o Cenário (6), em *Layout 1* com o Cenário (4), em qualquer *Layout*, obtivemos uma diferença de 65,66 kWh no primeiro ano e 1.243,18 kWh (-0,927%) ao longo dos 20 anos. As duas últimas comparações mostram que o sombreamento é

mais significativo na orientação real do telhado, a sudeste, do que na orientação hipotética alterada, a nordeste.

Os resultados obtidos a partir das comparações mostraram que o sombreamento de fato impactou na produção elétrica anual do sistema, porém em valores muito pequenos frente a produção elétrica anual do sistema. Nas comparações entre cenários com o telhado em orientação real, a maior perda de produção resultou em (-1,783%) para um cenário hipotético de sombreamento maior do que o esperado, enquanto na menor perda obtivemos (-0,955%), para cenário real e esperado. Já na orientação alterada a maior perda de produção resultou em (-0,927%), enquanto a menor resultou em (-0,263%).

Conforme discutido por Chepp (2018), a existência de sombreamento parcial impacta negativamente na Produção Elétrica Anual do sistema, o que explica a redução na produção elétrica do sistema nos cenários avaliados em que ocorre sombreamento parcial. Esse impacto, no entanto, depende da quantidade de área sombreada e dos horários em que ocorre o sombreamento. Neste estudo foi observado que o sombreamento ocorreu em horários iniciais do dia, assim como nos finais de tarde. Nesses períodos específicos a irradiância apresenta valores reduzidos, minimizando o impacto do sombreamento sobre a produção do sistema. Esse achado está de acordo com o obtido por Chaves et al (2019), onde sombreamento em horários de baixa irradiância (inferiores a 500 W/m^2), que ocorre principalmente nos horários iniciais do dia, assim como no final da tarde, resulta em perdas menores do que sombreamentos em horários de sol pleno.

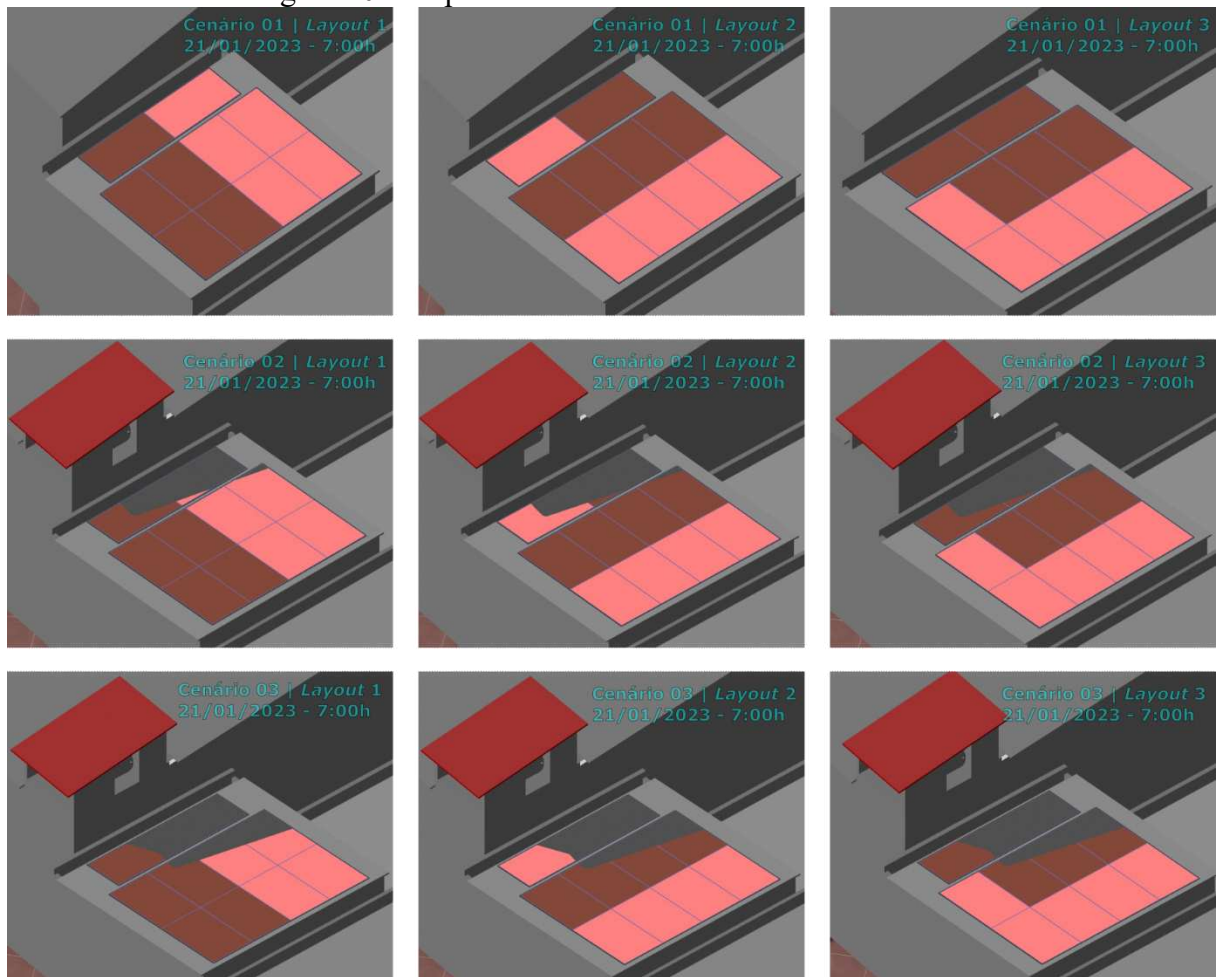
6.1.2 Comparativo sobre a disposição nas entradas MPPT do inversor

Em relação à disposição dos módulos nas entradas MPPT do inversor de *string*, o *Layout 3*, no geral, resultou nos maiores valores de Produção Elétrica Anual para a orientação do telhado real, a sudeste. Esse resultado pode ser explicado pelo agrupamento dos módulos FV sujeitos a sombreamento no mesmo MPPT, concentrando o impacto do sombreamento em apenas uma porta MPPT, ao invés de penalizar a produção de todo o painel FV. Esse resultado é coerente com Araújo et al (2016) que concluiu que módulos sombreados conectados à mesma *string* penalizam menos a produção do que várias *strings* afetadas simultaneamente pelo sombreamento. É possível visualizar o formato do sombreamento na Figura 20, ao olhar para os Cenários (2) e (3), mostrando a vantagem real do arranjo adotado no *Layout 3*.

Nos Cenários (1) e (4) não houve variação de Produção Anual entre as diferentes configurações de *Layout*. Isto pode ser atribuído ao fato da inexistência de sombreamento

nesses cenários, permitindo que os módulos trabalhem o mais próximo das especificações nominais. No Cenário (6) o *Layout 3* não foi o mais produtivo. Isso ocorreu devido a mudança na orientação do telhado, de modo que o *Layout 1* se mostrou mais produtivo para a orientação a nordeste. Isso pode ser visualizado na Figura 21, ao observar que o agrupamento dos módulos no *Layout 1* possibilita que o impacto do sombreamento seja concentrado somente em uma porta MPPT.

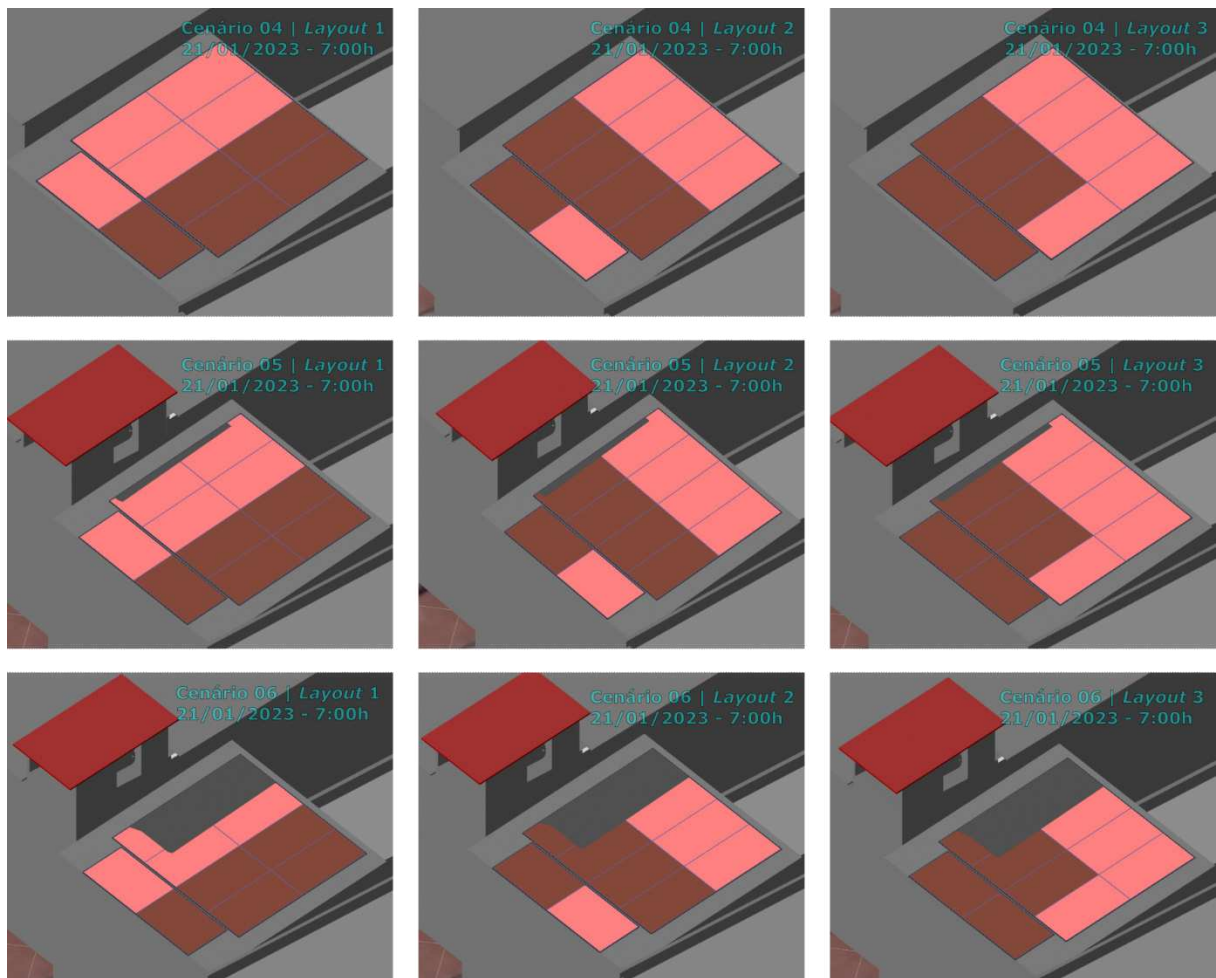
Figura 20 – Impacto do Sombreamento no Telhado Real



Fonte: elaborado pelo autor.

A maior perda projetada ocorreu no Cenário 6, onde a diferença entre o *Layout 3* e o *Layout 1* resultou em redução de 9,80 kWh no primeiro ano de produção elétrica pelo sistema e 185,55 kWh no horizonte do projeto (20 anos). Os dados reforçam a importância de uma correta configuração dos módulos nas entradas MPPT do inversor de *string*, sendo indicado que os módulos sujeitos a sombreamento sejam conectados a uma mesma entrada MPPT, de modo a reduzir o impacto global do sombreamento sobre o sistema.

Figura 21 – Impacto do Sombreamento no Telhado Alterado

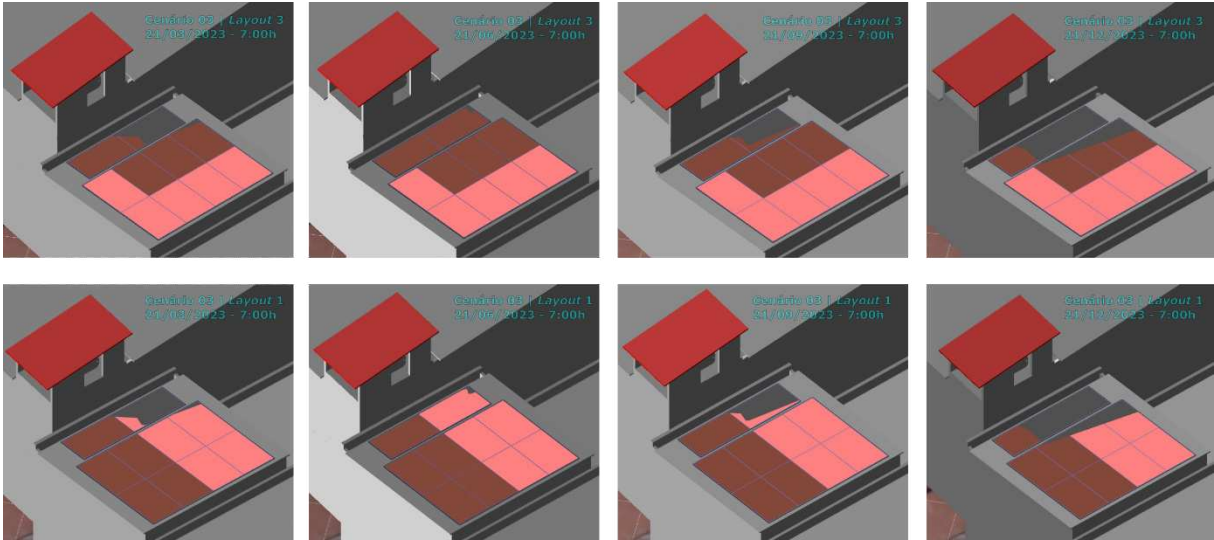


Fonte: elaborado pelo autor.

Realizou-se ainda o estudo do avanço das sombras ao longo dos trimestres do ano para os dois cenários onde a ocorrência do sombreamento é maior. Na Figura 22 é possível visualizar as modificações no desenho da sombra ao longo do ano de 2023 para o Cenário 03, no qual o *Layout 3* se mostra o mais eficiente. De forma similar, na Figura 23 é possível avaliar o avanço do sombreamento ao longo do ano para o Cenário 06, onde o *Layout 1* se mostra mais eficiente.

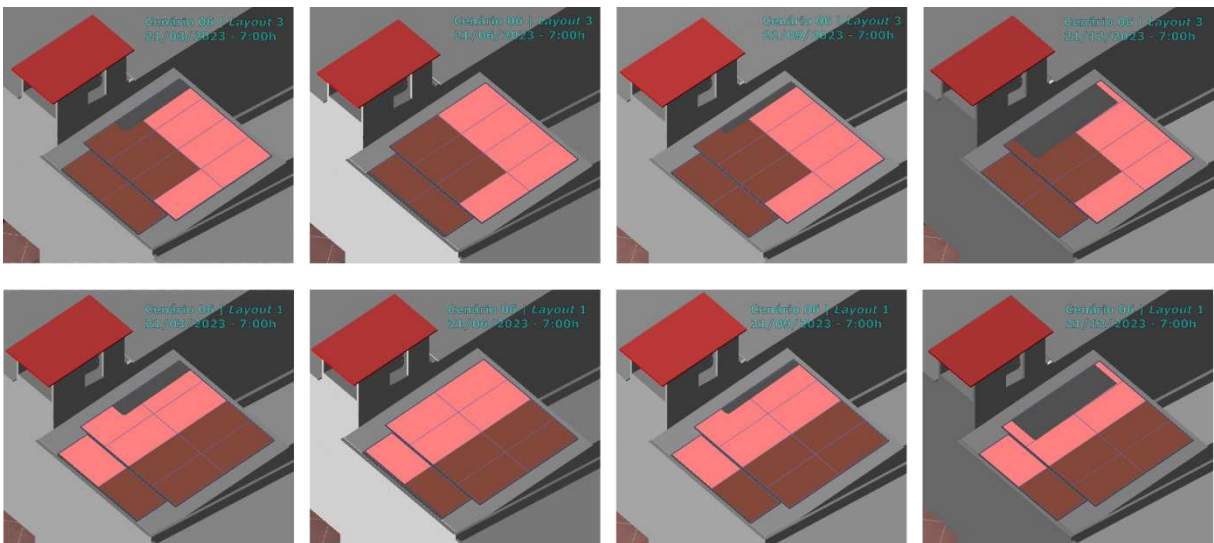
Os resultados exibidos nas Figuras 22 e 23 ajudam a explicar o reduzido impacto do sombreamento nessa instalação, visto que o impacto das sombras no painel FV não ocorre durante todo o ano de forma significativa.

Figura 22 – Sombreamento ao longo do ano para o telhado SU



Fonte: elaborado pelo autor.

Figura 23 – Sombreamento ao longo do ano para o telhado NE



Fonte: elaborado pelo autor.

Destaca-se, no entanto, que a influência, especificamente para este telhado e fonte de sombreamento, foi pequena. Na situação analisada nesse estudo, mesmo se utilizando uma conexão junto as entradas MPPT não otimizada, a perda de geração elétrica ainda seria pequena frente a produção elétrica anual do sistema. A explicação para esse resultado, conforme abordado por Chaves et al (2019), é que o sombreamento que atinge esse painel FV se concentra nos horários iniciais e finais do período de irradiação solar, tendo impacto muito menor do que seria se ocorresse em horário de sol pleno.

6.1.3 Comparativo sobre a orientação do telhado

Em concordância com Pinho e Galdino (2014), a orientação mais próxima possível do norte geográfico trouxe os maiores valores de Produção Anual em kWh, como pode ser visto ao comparar os valores de Produção Anual dos Cenários (1), (2) e (3) em relação aos Cenários (4), (5) e (6). Quando comparamos especificamente o Cenário (2) com o Cenário (5), ambos no *Layout 3*, é possível perceber um déficit de geração de 146,02 kWh no primeiro ano e 2.764,69 kWh (-2,068%) ao longo dos 20 anos de vida útil. Quando comparamos o Cenário (3), em *Layout 3* com o Cenário (6), em *Layout 1*, é possível perceber um déficit de geração de 156,80 kWh no primeiro ano e 2.968,80 kWh (-2,236%) na produção total do sistema. Mesmo na comparação Cenário (4) contra Cenário (1), em que não ocorre sombreamento, há um déficit de geração de 98,00 kWh no primeiro ano e 1.855,50 kWh (-1,384%) ao longo da vida útil do sistema. Comparando cenários extremos, como o Cenário (3) contra o Cenário (4), obtivemos a diferença de 227,36 kWh no primeiro ano e 4.304,76 kWh (-3,212%) no horizonte temporal de 20 anos. Essa comparação revela que, no pior cenário de sombreamento e posicionamento do arranjo FV, frente ao melhor cenário de posicionamento e ausência de sombreamento, a perda máxima de geração elétrica será de 3,212% ao longo da vida útil do projeto.

Os dados mostram, portanto, que a orientação sudeste do local de instalação desse SFCR acarreta maior prejuízo (-3,212%, no pior caso) do que o sombreamento parcial (-1,783%, no pior caso), porém ainda assim a perda de produção de energia anual é pequena frente a produção elétrica total do sistema, mesmo para cenários extremos.

6.2 Comparativo Financeiro

Para se entender sobre o real impacto do sombreamento parcial e da orientação desfavorável do telhado é preciso avaliar não somente a diferença em produção elétrica anual, mas também a diferença em termos financeiros durante todo o período útil do projeto. Na Tabela 7 são apresentadas as simulações com a receita acumulada para cada cenário de simulação. A coluna “Diferença Receita Acumulada” teve seus valores calculados em relação a maior geração obtida, Cenário 4 em qualquer *Layout*.

Tabela 7 – Quadro comparativo financeiro

ORIENTAÇÃO DO TELHADO	FONTE DE SOMBREAMENTO	CENÁRIO	LAYOUT	SIMULAÇÃO	PRODUÇÃO ANUAL (kWh)	PRODUÇÃO 1º ANO (kWh)	RECEITA ACUMULADA	DIFERENÇA RECEITA ACUMULADA
Real - SU (130°)	S/Sombreamento	1	1	TR-SC-1.1	7.124,00	6.981,52	R\$ 194.722,41	-1,39%
			2	TR-SC-1.2	7.124,00	6.981,52		
			3	TR-SC-1.3	7.124,00	6.981,52		
	C/Sombreamento	2	1	TR-CC-2.1	7.052,00	6.910,96	R\$ 192.750,88	-2,39%
			2	TR-CC-2.2	7.053,00	6.911,94	R\$ 192.778,26	-2,37%
			3	TR-CC-2.3	7.056,00	6.914,88	R\$ 192.860,41	-2,33%
	C/Sombreamento + 50 cm	3	1	TR-CCE-3.1	6.992,00	6.852,16	R\$ 191.107,94	-3,22%
			2	TR-CCE-3.2	6.993,00	6.853,14	R\$ 191.135,32	-3,20%
			3	TR-CCE-3.3	6.997,00	6.857,06	R\$ 191.244,85	-3,15%
Alterado - NE (40°)	S/Sombreamento	4	1	TA-SC-4.1	7.224,00	7.079,52	R\$ 197.460,66	Maior Geração
			2	TA-SC-4.2	7.224,00	7.079,52		
			3	TA-SC-4.3	7.224,00	7.079,52		
	C/Sombreamento	5	1	TA-CC-5.1	7.205,00	7.060,90	R\$ 196.940,39	-0,26%
			2	TA-CC-5.2	7.204,00	7.059,92	R\$ 196.913,01	-0,28%
			3	TA-CC-5.3	7.205,00	7.060,90	R\$ 196.940,39	-0,26%
	C/Sombreamento + 50 cm	6	1	TA-CCE-6.1	7.157,00	7.013,86	R\$ 195.626,03	-0,93%
			2	TA-CCE-6.2	7.148,00	7.005,04	R\$ 195.379,59	-1,05%
			3	TA-CCE-6.3	7.147,00	7.004,06	R\$ 195.352,21	-1,07%

Fonte: elaborado pelo autor.

Na Tabela 8 são exibidas as principais comparações, constando a produção elétrica anual em kWh, assim como a diferença na receita projetada para a vida útil de 20 anos do projeto entre os cenários avaliados.

Tabela 8 – Quadro comparativo financeiro entre casos

COMPARATIVO	TELHADO	FONTE DE SOMBREAMENTO	CENÁRIO	LAYOUT	kWh 1º ano	kWh 20 anos	Δ kWh 20 anos	R\$ 1º ano	R\$ 20 anos	Δ R\$ 20 anos
Impacto do sombreamento	Real(SU)	C/sombreamento - S/sombreamento	(2) - (1)	3	-66,64	-1.261,74	-0,955%	R\$ 64,78	R\$ 1.862,00	-0,956%
	Real(SU)	C/sombreamento +50 cm - S/sombreamento	(3) - (1)	3	-124,46	-2.356,49	-1,783%	R\$ 120,99	R\$ 3.477,57	-1,786%
	Real(SU)	C/sombreamento +50 cm - C/sombreamento	(3) - (2)	3	-57,82	-1.094,75	-0,836%	R\$ 56,21	R\$ 1.615,56	-0,838%
	Alterado(NE)	C/sombreamento - S/sombreamento	(5) - (4)	1	-18,62	-352,55	-0,263%	R\$ 18,10	R\$ 520,27	-0,263%
	Alterado(NE)	C/sombreamento +50 cm - S/sombreamento	(6) - (4)	1	-65,66	-1.243,18	-0,927%	R\$ 63,83	R\$ 1.834,62	-0,929%
	Alterado(NE)	C/sombreamento +50 cm - C/sombreamento	(6) - (5)	1	-47,04	-890,64	-0,666%	R\$ 45,73	R\$ 1.314,36	-0,667%
Impacto da orientação do telhado	Real(SU) - Alterado(NE)	S/sombreamento - S/sombreamento	(1) - (4)	1	-98,00	-1.855,50	-1,384%	R\$ 95,27	R\$ 2.738,24	-1,387%
	Real(SU) - Alterado(NE)	C/sombreamento - C/sombreamento	(2) - (5)	3 - 1	-146,02	-2.764,69	-2,068%	R\$ 141,95	R\$ 4.079,98	-2,072%
	Real(SU) - Alterado(NE)	C/sombreamento +50 cm - C/sombreamento +50cm	(3) - (6)	3 - 1	-156,80	-2.968,80	-2,236%	R\$ 152,43	R\$ 4.381,19	-2,240%
Layouts	Alterado(NE) - Alterado(NE)	C/sombreamento +50 cm - C/sombreamento +50cm	(6) - (6)	3 - 1	-9,80	-185,55	-0,140%	R\$ 9,53	R\$ 273,82	-0,140%
	Real(SU) - Real(SU)	C/sombreamento - C/sombreamento	(3) - (3)	1 - 3	-4,90	-92,77	-0,072%	R\$ 4,76	R\$ 136,91	-0,072%
Menor Geração - Maior Geração	Real(SU) - Alterado(NE)	C/sombreamento +50 cm - S/sombreamento	(3) - (4)	1	-227,36	-4.304,76	-3,212%	R\$ 221,02	R\$ 6.352,72	-3,217%

Fonte: elaborado pelo autor.

6.2.1 Comparativo sobre a fonte de sombreamento

Comparando o Cenário (2) com o Cenário (1), ambos em *Layout 3*, obteve-se uma diferença de 1.261,74 kWh e R\$ 1.862,00. Condizente com os resultados obtidos anteriormente, a ocorrência de sombreamento parcial causou redução da produção elétrica e consequentemente na receita acumulada ao longo do horizonte temporal do projeto. Comparando o Cenário (3) com o Cenário (1), ambos em *Layout 3*, obtivemos a diferença de 2.356,49 kWh e R\$ 3.477,57. Na comparação entre o Cenário (5) com o Cenário (4), ambos em *Layout 1*, a diferença de

geração acumulada e receita respectivamente foi de 352,55 kWh e R\$ 520,27. Já na comparação entre o Cenário (6) com o Cenário (4), ambos em *Layout 1*, a diferença de geração acumulada foi de 1243,18 kWh e R\$ 1.834,62. As comparações entre cenários, conforme esperado, confirmaram que a maior área sombreada resultou em maior perda de geração elétrica e consequentemente da receita, sendo as perdas maiores no telhado em orientação real. Os valores obtidos, no entanto, mostram que mesmo na pior situação de sombreamento, condição em que a fonte de sombreamento foi elevada, a perda de receita é inferior a 2,30% durante toda a vida útil do projeto. O sombreamento parcial, especificamente neste caso estudado, não é capaz de inviabilizar financeiramente o projeto.

6.2.2 Comparativo sobre a disposição nas entradas MPPT do inversor

Em concordância com os resultados obtidos na seção 7.1.2, as perdas causadas devido a configuração de entradas nos inversores de *string* foram pequenas. Na situação de maior impacto da configuração de *Layout*, Cenário 6, a diferença entre configuração *Layout 3* e *Layout 1* foi de 185,55 kWh e R\$ 273,82, resultando em uma perda de receita de 0,140% no horizonte de 20 anos do projeto.

6.2.3 Comparativo sobre a orientação do telhado

Em concordância com os resultados da seção 7.1.3, a orientação mais próxima possível do norte geográfico trouxe os maiores valores de Produção Acumulada em kWh, resultando também em maior receita, como pode ser visto ao comparar os valores de Produção Anual dos Cenários (1), (2) e (3) em relação aos Cenários (4), (5) e (6) na Tabela 7. Quando comparamos especificamente o Cenário (2) com o Cenário (5), ambos no *Layout 3*, é possível perceber um déficit de geração de 2.764,39 kWh e R\$ 4.079,98 no horizonte temporal de 20 anos. Quando comparamos o Cenário (3), em *Layout 3* com o Cenário (6), em *Layout 1*, é possível perceber um déficit de geração de 2.968,80 kWh e R\$ 4.381,19 no mesmo horizonte temporal. Mesmo na comparação Cenário (4) contra Cenário (1), em que não ocorre sombreamento, há um déficit de geração de 1.855,50 kWh e R\$ 2.738,24. Realizando ainda um comparativo entre o melhor e o pior cenário, situação de comparação do Cenário (3) contra o Cenário (4), obtemos um déficit de 4.304,76 kWh e R\$ 6.352,72 ao longo da vida útil. Essa perda representa -3,217% da geração projetada deste sistema em sua vida útil de 20 anos. Os dados mostram, portanto, que a orientação sudeste do local de instalação desse SCFR acarreta maior prejuízo do que o

sombreamento parcial, porém ainda assim a redução na quantia monetária é pequena frente a capacidade de geração de receita total dos sistemas, que ultrapassa a marca dos R\$ 191.000,00 ao longo do projeto.

6.3 Análise de Viabilidade Financeira

Para se obter a viabilidade financeira e realizar a análise comparativa do empreendimento foi realizado o cálculo da Receita Acumulada, VPL, TIR e *Payback* para todos os Cenários. Para os Cenários 1 e 4, todos os *layouts* resultaram nos mesmos dados, visto a inexistência de fonte de sombreamento. O compilado dos dados e indicadores financeiros são exibidos na Tabela 9, junto à diferença percentual relativa ao Cenário de maior geração obtido, representado pelo Cenário 4.

Tabela 9 – Quadro comparativo indicadores financeiros

ORIENTAÇÃO DO TELHADO	FONTE DE SOMBREAMENTO	CENÁRIO	LAYOUT	SIMULAÇÃO	PRODUÇÃO ANUAL (kWh)	PRODUÇÃO 1º ANO (kWh)	RECEITA ACUMULADA	TIR	VPL	PAYBACK	DIFERENÇA RECEITA ACUMULADA
Real - SU (130°)	S/Sombreamento	1	1	TR-SC-1.1	7.124,00	6.981,52	R\$ 194.722,41	42,69%	R\$ 44.071,07	3,448	-1,39%
			2	TR-SC-1.2	7.124,00	6.981,52					
			3	TR-SC-1.3	7.124,00	6.981,52					
	C/Sombreamento	2	1	TR-CC-2.1	7.052,00	6.910,96	R\$ 192.750,88	42,13%	R\$ 43.414,60	3,483	-2,39%
			2	TR-CC-2.2	7.053,00	6.911,94	R\$ 192.778,26	42,14%	R\$ 43.423,72	3,482	-2,37%
			3	TR-CC-2.3	7.056,00	6.914,88	R\$ 192.860,41	42,16%	R\$ 43.451,07	3,481	-2,33%
	C/Sombreamento + 50 cm	3	1	TR-CCE-3.1	6.992,00	6.852,16	R\$ 191.107,94	41,66%	R\$ 42.867,55	3,512	-3,22%
			2	TR-CCE-3.2	6.993,00	6.853,14	R\$ 191.135,32	41,67%	R\$ 42.876,66	3,512	-3,20%
			3	TR-CCE-3.3	6.997,00	6.857,06	R\$ 191.244,85	41,70%	R\$ 42.913,13	3,510	-3,15%
Alterado - NE (40°)	S/Sombreamento	4	1	TA-SC-4.1	7.224,00	7.079,52	R\$ 197.460,66	43,48%	R\$ 44.982,82	3,401	Maior Geração
			2	TA-SC-4.2	7.224,00	7.079,52					
			3	TA-SC-4.3	7.224,00	7.079,52					
	C/Sombreamento	5	1	TA-CC-5.1	7.205,00	7.060,90	R\$ 196.940,39	43,33%	R\$ 44.809,59	3,410	-0,26%
			2	TA-CC-5.2	7.204,00	7.059,92	R\$ 196.913,01	43,32%	R\$ 44.800,47	3,410	-0,28%
			3	TA-CC-5.3	7.205,00	7.060,90	R\$ 196.940,39	43,33%	R\$ 44.809,59	3,410	-0,26%
	C/Sombreamento + 50 cm	6	1	TA-CCE-6.1	7.157,00	7.013,86	R\$ 195.626,03	42,95%	R\$ 44.371,95	3,432	-0,93%
			2	TA-CCE-6.2	7.148,00	7.005,04	R\$ 195.379,59	42,88%	R\$ 44.289,89	3,437	-1,05%
			3	TA-CCE-6.3	7.147,00	7.004,06	R\$ 195.352,21	42,87%	R\$ 44.280,77	3,437	-1,07%

Fonte: elaborado pelo autor.

Uma avaliação detalhada, mostrando os valores das tarifas corrigidas, custo do fio B, dados de energia injetada e indicadores foi realizada para três cenários. Na Tabela 10 constam os dados para o Cenário 02 – *Layout* 3, que representa a situação real do sistema. Na Tabela 11 constam os dados do Cenário 04 – *Layout* 1, representando o máximo valor de geração obtido. Na Tabela 12 constam dos dados do Cenário 03 – *Layout* 3, representando a mínima produção elétrica obtida, isto é, situação em que ocorre o pior desempenho deste sistema.

Os resultados obtidos mostraram que, mesmo no cenário de menor geração, Cenário 03 – *Layout* 1, os indicadores são positivos e favoráveis ao empreendimento, superando com margem considerável alternativas de investimentos disponíveis. Mesmo para este Cenário de menor desempenho, foi obtido um Payback de 3,51 anos, VPL de R\$ 42.867,55 e TIR de

41,66%. Já para o Cenário mais próximo da realidade, Cenário 02 – *Layout 3*, foi obtido um Payback de 3,48 anos, VPL de R\$ 43.451,07 e TIR de 42,16%. O Payback obtido, mesmo para o pior cenário, está dentro da faixa esperada, conforme comentado por Greener (2023), garantindo a viabilidade financeira do empreendimento.

É possível visualizar também nas Tabelas 10, 11 e 12 o impacto crescente causado pelo aumento da alíquota do Fio B, que segue onerando o sistema ano após ano. Esse aumento da alíquota se reflete em menor valor da energia elétrica compensada, de modo que o sistema acaba apresentando um custo de operação maior ao longo dos anos.

Realizou-se ainda uma comparação da receita projetada dos três cenários frente a um investimento de baixo risco, com taxa de remuneração bruta de 13,15% a.a. e descontado o imposto de renda de 15%, resultando em taxa efetiva de 11,18% a.a., que são os mesmos dados usados para calcular a TMA. Os três cenários avaliados performaram abaixo do rendimento nessas condições, como pode ser visualizado nas Tabelas 10, 11 e 12. Esse resultado, no entanto, isoladamente não indica inviabilidade do SFCR, visto que as premissas realizadas sobre taxa de juros, rentabilidade dos investimentos de longo prazo, custo de aquisição do sistema e cobrança tarifária estão sujeitas a mudanças ao longo dos anos.

Tabela 10 – Cenário 02 – Layout 3

TELHADO REAL C/CAIXA (2) Layout 3																	
DATA	ANO	PERDAS (%)	RENDIMENTO (%)	GERAÇÃO TOTAL (kWh/ano)	CONSUMO SIMULTÂNEO (kWh/ano)	ENERGIA INJETADA (kWh/ano)	ALÍQUOTA FIO B (%)	TUSD FIO B	TARIFA FIO B	CUSTO FIO B	TARIFA ENERGIA	RECEITA CONSUMO SIMULTÂNEO	RECEITA ENERGIA COMPENSADA	RECEITA TOTAL	RECEITA TOTAL ACUMULADA	ANO	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
2023	1	2,00	98,00	6.914,88	2.074,46	4.840,42	15,0	R\$ 0,37951	R\$ 0,05693	R\$ 349,97	R\$ 0,97213	R\$ 2.016,65	R\$ 4.355,55	R\$ 6.372,20	R\$ 6.372,20	1	-R\$ 16.494,55
2024	2	0,55	97,45	6.876,07	2.062,82	4.813,25	30,0	R\$ 0,40608	R\$ 0,12182	R\$ 586,37	R\$ 1,04018	R\$ 2.145,70	R\$ 4.420,27	R\$ 6.565,98	R\$ 12.938,17	2	-R\$ 9.928,57
2025	3	0,55	96,90	6.837,26	2.051,18	4.786,08	45,0	R\$ 0,43450	R\$ 0,19553	R\$ 935,81	R\$ 1,11299	R\$ 2.282,95	R\$ 4.391,06	R\$ 6.674,01	R\$ 19.612,18	3	-R\$ 3.254,56
2026	4	0,55	96,35	6.798,46	2.039,54	4.758,92	60,0	R\$ 0,46492	R\$ 0,27895	R\$ 1.327,51	R\$ 1,19090	R\$ 2.428,89	R\$ 4.339,89	R\$ 6.768,78	R\$ 26.380,96	4	R\$ 3.514,21
2027	5	0,55	95,80	6.759,65	2.027,89	4.731,75	75,0	R\$ 0,49746	R\$ 0,37310	R\$ 1.765,41	R\$ 1,27426	R\$ 2.584,07	R\$ 4.264,09	R\$ 6.848,17	R\$ 33.229,13	5	R\$ 10.362,38
2028	6	0,55	95,25	6.720,84	2.016,25	4.704,59	90,0	R\$ 0,53229	R\$ 0,47906	R\$ 2.253,77	R\$ 1,36346	R\$ 2.749,08	R\$ 4.160,76	R\$ 6.909,84	R\$ 40.138,97	6	R\$ 17.272,22
2029	7	0,55	94,70	6.682,03	2.004,61	4.677,42	100,0	R\$ 0,56955	R\$ 0,56955	R\$ 2.664,01	R\$ 1,45890	R\$ 2.924,53	R\$ 4.159,90	R\$ 7.084,44	R\$ 47.223,41	7	R\$ 24.356,66
2030	8	0,55	94,15	6.643,22	1.992,97	4.650,26	100,0	R\$ 0,60942	R\$ 0,60942	R\$ 2.833,94	R\$ 1,56103	R\$ 3.111,08	R\$ 4.425,24	R\$ 7.536,32	R\$ 54.759,73	8	R\$ 31.892,98
2031	9	0,55	93,60	6.604,42	1.981,32	4.623,09	100,0	R\$ 0,65207	R\$ 0,65207	R\$ 3.014,60	R\$ 1,67030	R\$ 3.309,41	R\$ 4.707,35	R\$ 8.016,76	R\$ 62.776,49	9	R\$ 39.909,74
2032	10	0,55	93,05	6.565,61	1.969,68	4.595,93	100,0	R\$ 0,69772	R\$ 0,69772	R\$ 3.206,67	R\$ 1,78722	R\$ 3.520,26	R\$ 5.007,27	R\$ 8.527,53	R\$ 71.304,01	10	R\$ 48.437,27
2033	11	0,55	92,50	6.526,80	1.958,04	4.568,76	100,0	R\$ 0,74656	R\$ 0,74656	R\$ 3.410,85	R\$ 1,91233	R\$ 3.744,41	R\$ 5.326,11	R\$ 9.070,52	R\$ 80.374,54	11	R\$ 57.507,79
2034	12	0,55	91,95	6.487,99	1.946,40	4.541,59	100,0	R\$ 0,79882	R\$ 0,79882	R\$ 3.627,91	R\$ 2,04619	R\$ 3.982,70	R\$ 5.665,05	R\$ 9.647,75	R\$ 90.022,29	12	R\$ 67.155,54
2035	13	0,55	91,40	6.449,18	1.934,76	4.514,43	100,0	R\$ 0,85474	R\$ 0,85474	R\$ 3.858,65	R\$ 2,18942	R\$ 4.236,00	R\$ 6.025,35	R\$ 10.261,34	R\$ 100.283,63	13	R\$ 77.416,88
2036	14	0,55	90,85	6.410,38	1.923,11	4.487,26	100,0	R\$ 0,91457	R\$ 0,91457	R\$ 4.103,91	R\$ 2,34268	R\$ 4.505,24	R\$ 6.408,33	R\$ 10.913,57	R\$ 111.197,20	14	R\$ 88.330,45
2037	15	0,55	90,30	6.371,57	1.911,47	4.460,10	100,0	R\$ 0,97859	R\$ 0,97859	R\$ 4.364,60	R\$ 2,50667	R\$ 4.791,43	R\$ 6.815,40	R\$ 11.606,82	R\$ 122.804,02	15	R\$ 99.937,27
2038	16	0,55	89,75	6.332,76	1.899,83	4.432,93	100,0	R\$ 1,04709	R\$ 1,04709	R\$ 4.641,67	R\$ 2,68214	R\$ 5.095,60	R\$ 7.248,06	R\$ 12.343,66	R\$ 135.147,68	16	R\$ 112.280,93
2039	17	0,55	89,20	6.293,95	1.888,19	4.405,77	100,0	R\$ 1,12039	R\$ 1,12039	R\$ 4.936,16	R\$ 2,86989	R\$ 5.418,88	R\$ 7.707,90	R\$ 13.126,77	R\$ 148.274,45	17	R\$ 125.407,71
2040	18	0,55	88,65	6.255,14	1.876,54	4.378,60	100,0	R\$ 1,19881	R\$ 1,19881	R\$ 5.249,12	R\$ 3,07078	R\$ 5.762,45	R\$ 8.196,59	R\$ 13.959,04	R\$ 162.233,50	18	R\$ 139.366,75
2041	19	0,55	88,10	6.216,34	1.864,90	4.351,44	100,0	R\$ 1,28273	R\$ 1,28273	R\$ 5.581,71	R\$ 3,28573	R\$ 6.127,57	R\$ 8.715,94	R\$ 14.843,51	R\$ 177.077,01	19	R\$ 154.210,26
2042	20	0,55	87,55	6.177,53	1.853,26	4.324,27	100,0	R\$ 1,37252	R\$ 1,37252	R\$ 5.935,15	R\$ 3,51573	R\$ 6.515,57	R\$ 9.267,84	R\$ 15.783,40	R\$ 192.860,41	20	R\$ 169.993,66

Custos - Componentes, Instalação e Homologação	
Kit Fotovoltaico e Frete	R\$ 13.156,00
Projeto, Homologação e Instalação	R\$ 7.038,00
Total	R\$ 20.194,00

Cálculo Life Cycle Cost - Lcc	
Custo pot Watt Pico - Cwp	R\$ 4,39
Manutenção Preventiva	R\$ 201,94
Inflação adotada	7,00%
Total Manutenção Prevent.	R\$ 2.152,57
Total Manutenção Corretiva	R\$ 2.220,06
Valor residual	R\$ 1.699,88
Lcc - Life Cycle Cost	R\$ 22.866,75

Indicadores Financeiros	
TIR - Lcc	42,16%
VPL - Lcc	R\$ 43.451,07
Investimento	R\$ 210.556,18
SFCR x Investimento 11,18% a.a.	-R\$ 17.695,77
Payback	3,48

PAYBACK DO CUSTO LCC

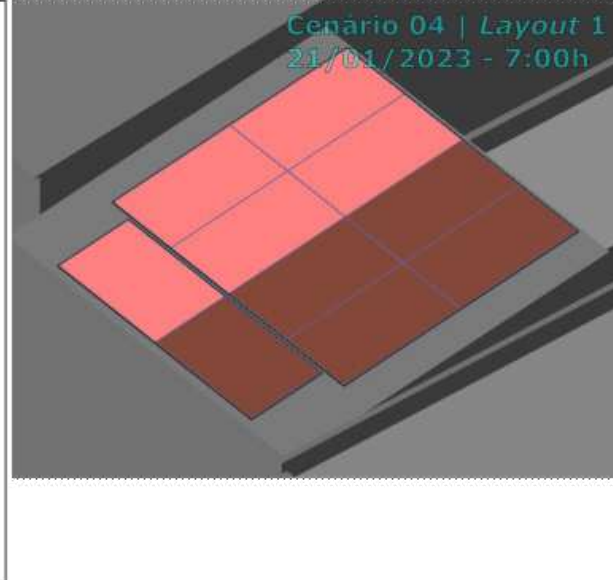
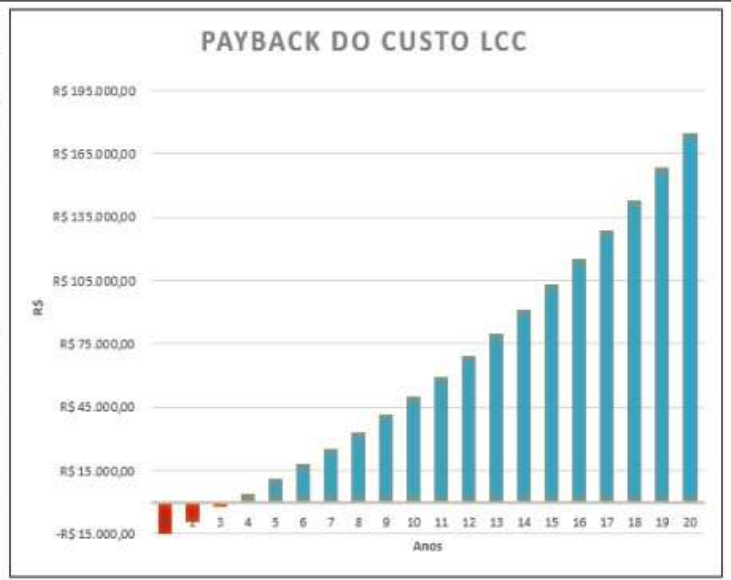
Cenário 02 | Layout 3
21/01/2023 - 7:00h

Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 11 – Cenário 04 – Layout 1

TELHADO ALTERADO S/CAIXA (4) Layout 1																	
DATA	ANO	PERDAS (%)	RENDIMENTO (%)	GERAÇÃO TOTAL (kWh/ano)	CONSUMO SIMULTÂNEO (kWh/ano)	ENERGIA INJETADA (kWh/ano)	ALÍQUOTA FIO B (%)	TUSD FIO B	TARIFA FIO B	CUSTO FIO B	TARIFA ENERGIA	RECEITA CONSUMO SIMULTÂNEO	RECEITA ENERGIA COMPENSADA	RECEITA TOTAL	RECEITA TOTAL ACUMULADA	ANO	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
2023	1	2,00	98,00	7.079,52	2.123,86	4.955,66	15,0	R\$ 0,37951	R\$ 0,05693	R\$ 349,97	R\$ 0,97213	R\$ 2.064,68	R\$ 4.467,58	R\$ 6.532,25	R\$ 6.532,25	1	-R\$ 16.334,50
2024	2	0,55	97,45	7.039,79	2.111,94	4.927,85	30,0	R\$ 0,40608	R\$ 0,12182	R\$ 600,33	R\$ 1,04018	R\$ 2.196,79	R\$ 4.525,52	R\$ 6.722,31	R\$ 13.254,56	2	-R\$ 9.612,19
2025	3	0,55	96,90	7.000,06	2.100,02	4.900,04	45,0	R\$ 0,43450	R\$ 0,19553	R\$ 958,09	R\$ 1,11299	R\$ 2.337,30	R\$ 4.495,61	R\$ 6.832,91	R\$ 20.087,47	3	-R\$ 2.779,27
2026	4	0,55	96,35	6.960,32	2.088,10	4.872,23	60,0	R\$ 0,46492	R\$ 0,27895	R\$ 1.359,12	R\$ 1,19090	R\$ 2.486,72	R\$ 4.443,22	R\$ 6.929,94	R\$ 27.017,41	4	R\$ 4.150,66
2027	5	0,55	95,80	6.920,59	2.076,18	4.844,41	75,0	R\$ 0,49746	R\$ 0,37310	R\$ 1.807,44	R\$ 1,27426	R\$ 2.645,60	R\$ 4.365,62	R\$ 7.011,22	R\$ 34.028,63	5	R\$ 11.161,88
2028	6	0,55	95,25	6.880,86	2.064,26	4.816,60	90,0	R\$ 0,53229	R\$ 0,47906	R\$ 2.307,43	R\$ 1,36346	R\$ 2.814,54	R\$ 4.259,82	R\$ 7.074,36	R\$ 41.102,99	6	R\$ 18.236,25
2029	7	0,55	94,70	6.841,13	2.052,34	4.788,79	100,0	R\$ 0,56955	R\$ 0,56955	R\$ 2.727,44	R\$ 1,45890	R\$ 2.994,17	R\$ 4.258,95	R\$ 7.253,11	R\$ 48.356,11	7	R\$ 25.489,36
2030	8	0,55	94,15	6.801,40	2.040,42	4.760,98	100,0	R\$ 0,60942	R\$ 0,60942	R\$ 2.901,41	R\$ 1,56103	R\$ 3.185,15	R\$ 4.530,61	R\$ 7.715,76	R\$ 56.071,87	8	R\$ 33.205,12
2031	9	0,55	93,60	6.761,66	2.028,50	4.733,16	100,0	R\$ 0,65207	R\$ 0,65207	R\$ 3.086,38	R\$ 1,67030	R\$ 3.388,20	R\$ 4.819,43	R\$ 8.207,63	R\$ 64.279,50	9	R\$ 41.412,75
2032	10	0,55	93,05	6.721,93	2.016,58	4.705,35	100,0	R\$ 0,69772	R\$ 0,69772	R\$ 3.283,02	R\$ 1,78722	R\$ 3.604,07	R\$ 5.126,49	R\$ 8.730,56	R\$ 73.010,06	10	R\$ 50.143,32
2033	11	0,55	92,50	6.682,20	2.004,66	4.677,54	100,0	R\$ 0,74656	R\$ 0,74656	R\$ 3.492,06	R\$ 1,91233	R\$ 3.833,57	R\$ 5.452,92	R\$ 9.286,49	R\$ 82.296,55	11	R\$ 59.429,80
2034	12	0,55	91,95	6.642,47	1.992,74	4.649,73	100,0	R\$ 0,79882	R\$ 0,79882	R\$ 3.714,29	R\$ 2,04619	R\$ 4.077,52	R\$ 5.799,93	R\$ 9.877,46	R\$ 92.174,01	12	R\$ 69.307,26
2035	13	0,55	91,40	6.602,74	1.980,82	4.621,92	100,0	R\$ 0,85474	R\$ 0,85474	R\$ 3.950,52	R\$ 2,18942	R\$ 4.336,85	R\$ 6.168,81	R\$ 10.505,66	R\$ 102.679,67	13	R\$ 79.812,92
2036	14	0,55	90,85	6.563,00	1.968,90	4.594,10	100,0	R\$ 0,91457	R\$ 0,91457	R\$ 4.201,62	R\$ 2,34268	R\$ 4.612,51	R\$ 6.560,90	R\$ 11.173,42	R\$ 113.853,08	14	R\$ 90.986,34
2037	15	0,55	90,30	6.523,27	1.956,98	4.566,29	100,0	R\$ 0,97859	R\$ 0,97859	R\$ 4.468,52	R\$ 2,50667	R\$ 4.905,51	R\$ 6.977,67	R\$ 11.883,18	R\$ 125.736,26	15	R\$ 102.869,51
2038	16	0,55	89,75	6.483,54	1.945,06	4.538,48	100,0	R\$ 1,04709	R\$ 1,04709	R\$ 4.752,19	R\$ 2,68214	R\$ 5.216,92	R\$ 7.420,63	R\$ 12.637,55	R\$ 138.373,81	16	R\$ 115.507,07
2039	17	0,55	89,20	6.443,81	1.933,14	4.510,67	100,0	R\$ 1,12039	R\$ 1,12039	R\$ 5.053,68	R\$ 2,86989	R\$ 5.547,90	R\$ 7.891,42	R\$ 13.439,32	R\$ 151.813,13	17	R\$ 128.946,38
2040	18	0,55	88,65	6.404,08	1.921,22	4.482,85	100,0	R\$ 1,19881	R\$ 1,19881	R\$ 5.374,10	R\$ 3,07078	R\$ 5.899,65	R\$ 8.391,75	R\$ 14.291,40	R\$ 166.104,53	18	R\$ 143.237,79
2041	19	0,55	88,10	6.364,34	1.909,30	4.455,04	100,0	R\$ 1,28273	R\$ 1,28273	R\$ 5.714,61	R\$ 3,28573	R\$ 6.273,46	R\$ 8.923,47	R\$ 15.196,93	R\$ 181.301,46	19	R\$ 158.434,71
2042	20	0,55	87,55	6.324,61	1.897,38	4.427,23	100,0	R\$ 1,37252	R\$ 1,37252	R\$ 6.076,46	R\$ 3,51573	R\$ 6.670,70	R\$ 9.488,50	R\$ 16.159,20	R\$ 197.460,66	20	R\$ 174.593,91

Custos - Componentes, Instalação e Homologação	
Kit Fotovoltaico e Frete	R\$ 13.156,00
Projeto, Homologação e Instalação	R\$ 7.038,00
Total	R\$ 20.194,00
Cálculo Life Cycle Cost - Lcc	
Custo pot Watt Pico - Cwp	R\$ 4,39
Manutenção Preventiva	R\$ 201,94
Inflação adotada	7,00%
Total Manutenção Prevent.	R\$ 2.152,57
Total Manutenção Corretiva	R\$ 2.220,06
Valor residual	R\$ 1.699,88
Lcc - Life Cycle Cost	R\$ 22.866,75
Indicadores Financeiros	
TIR - Lcc	43,48%
VPL - Lcc	R\$ 44.982,82
Investimento	R\$ 210.556,18
SFCR x Investimento 11,18% a.a.	-R\$ 13.095,52
Payback	3,40

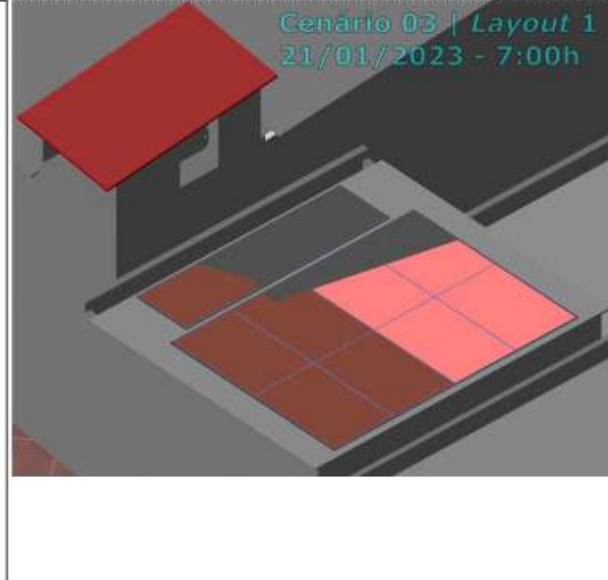
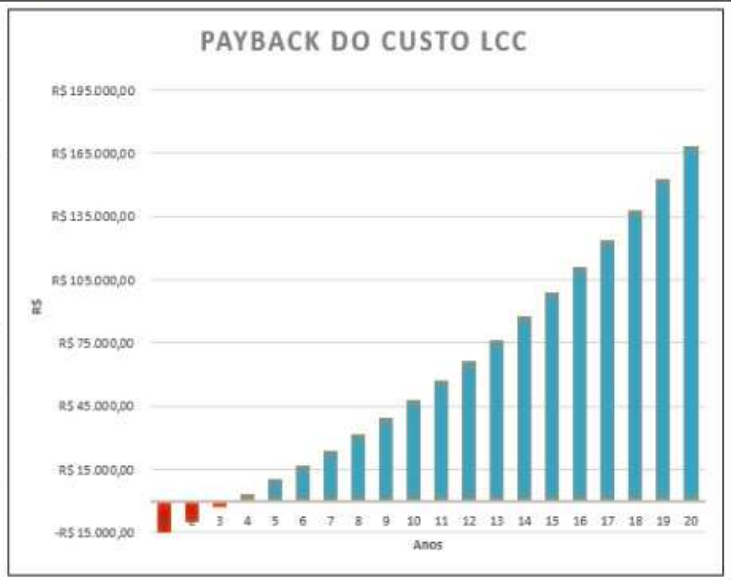


Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 12 – Cenário 03 – Layout 1

TELHADO REAL C/CAIXA ELEVADA (3) Layout 1																	
DATA	ANO	PERDAS (%)	RENDIMENTO (%)	GERAÇÃO TOTAL (kWh/ano)	CONSUMO SIMULTÂNEO (kWh/ano)	ENERGIA INJETADA (kWh/ano)	ALÍQUOTA FIO B (%)	TUSD FIO B	TARIFA FIO B	CUSTO FIO B	TARIFA ENERGIA	RECEITA CONSUMO SIMULTÂNEO	RECEITA ENERGIA COMPENSADA	RECEITA TOTAL	RECEITA TOTAL ACUMULADA	ANO	FLUXO DE CAIXA ACUMULADO
2023	1	2,00	98,00	6.852,16	2.055,65	4.796,51	15,0	R\$ 0,37951	R\$ 0,05693	R\$ 349,97	R\$ 0,97213	R\$ 1.998,36	R\$ 4.312,87	R\$ 6.311,22	R\$ 6.311,22	1	-R\$ 16.555,52
2024	2	0,55	97,45	6.813,70	2.044,11	4.769,59	30,0	R\$ 0,40608	R\$ 0,12182	R\$ 581,05	R\$ 1,04018	R\$ 2.126,24	R\$ 4.380,18	R\$ 6.506,42	R\$ 12.817,65	2	-R\$ 10.049,10
2025	3	0,55	96,90	6.775,25	2.032,57	4.742,67	45,0	R\$ 0,43450	R\$ 0,19553	R\$ 927,32	R\$ 1,11299	R\$ 2.262,24	R\$ 4.351,23	R\$ 6.613,47	R\$ 19.431,12	3	-R\$ 3.435,63
2026	4	0,55	96,35	6.736,79	2.021,04	4.715,75	60,0	R\$ 0,46492	R\$ 0,27895	R\$ 1.315,47	R\$ 1,19090	R\$ 2.406,86	R\$ 4.300,53	R\$ 6.707,38	R\$ 26.138,50	4	R\$ 3.271,76
2027	5	0,55	95,80	6.698,34	2.009,50	4.688,84	75,0	R\$ 0,49746	R\$ 0,37310	R\$ 1.749,40	R\$ 1,27426	R\$ 2.560,63	R\$ 4.225,42	R\$ 6.786,05	R\$ 32.924,55	5	R\$ 10.057,81
2028	6	0,55	95,25	6.659,88	1.997,96	4.661,92	90,0	R\$ 0,53229	R\$ 0,47906	R\$ 2.233,33	R\$ 1,36346	R\$ 2.724,15	R\$ 4.123,02	R\$ 6.847,17	R\$ 39.771,72	6	R\$ 16.904,98
2029	7	0,55	94,70	6.621,42	1.986,43	4.635,00	100,0	R\$ 0,56955	R\$ 0,56955	R\$ 2.639,85	R\$ 1,45890	R\$ 2.898,01	R\$ 4.122,17	R\$ 7.020,18	R\$ 46.791,90	7	R\$ 23.925,16
2030	8	0,55	94,15	6.582,97	1.974,89	4.608,08	100,0	R\$ 0,60942	R\$ 0,60942	R\$ 2.808,23	R\$ 1,56103	R\$ 3.082,86	R\$ 4.385,11	R\$ 7.467,97	R\$ 54.259,87	8	R\$ 31.393,12
2031	9	0,55	93,60	6.544,51	1.963,35	4.581,16	100,0	R\$ 0,65207	R\$ 0,65207	R\$ 2.987,26	R\$ 1,67030	R\$ 3.279,39	R\$ 4.664,65	R\$ 7.944,04	R\$ 62.203,91	9	R\$ 39.337,17
2032	10	0,55	93,05	6.506,06	1.951,82	4.554,24	100,0	R\$ 0,69772	R\$ 0,69772	R\$ 3.177,58	R\$ 1,78722	R\$ 3.488,33	R\$ 4.961,85	R\$ 8.450,18	R\$ 70.654,09	10	R\$ 47.787,35
2033	11	0,55	92,50	6.467,60	1.940,28	4.527,32	100,0	R\$ 0,74656	R\$ 0,74656	R\$ 3.379,92	R\$ 1,91233	R\$ 3.710,45	R\$ 5.277,80	R\$ 8.988,25	R\$ 79.642,34	11	R\$ 56.775,59
2034	12	0,55	91,95	6.429,14	1.928,74	4.500,40	100,0	R\$ 0,79882	R\$ 0,79882	R\$ 3.595,01	R\$ 2,04619	R\$ 3.946,57	R\$ 5.613,67	R\$ 9.560,24	R\$ 89.202,58	12	R\$ 66.335,84
2035	13	0,55	91,40	6.390,69	1.917,21	4.473,48	100,0	R\$ 0,85474	R\$ 0,85474	R\$ 3.823,65	R\$ 2,18942	R\$ 4.197,58	R\$ 5.970,69	R\$ 10.168,27	R\$ 99.370,85	13	R\$ 76.504,11
2036	14	0,55	90,85	6.352,23	1.905,67	4.446,56	100,0	R\$ 0,91457	R\$ 0,91457	R\$ 4.066,68	R\$ 2,34268	R\$ 4.464,38	R\$ 6.350,20	R\$ 10.814,58	R\$ 110.185,43	14	R\$ 87.318,69
2037	15	0,55	90,30	6.313,78	1.894,13	4.419,64	100,0	R\$ 0,97859	R\$ 0,97859	R\$ 4.325,01	R\$ 2,50667	R\$ 4.747,97	R\$ 6.753,58	R\$ 11.501,55	R\$ 121.686,98	15	R\$ 98.820,23
2038	16	0,55	89,75	6.275,32	1.882,60	4.392,72	100,0	R\$ 1,04709	R\$ 1,04709	R\$ 4.599,57	R\$ 2,68214	R\$ 5.049,38	R\$ 7.182,32	R\$ 12.231,70	R\$ 133.918,67	16	R\$ 111.051,93
2039	17	0,55	89,20	6.236,86	1.871,06	4.365,80	100,0	R\$ 1,12039	R\$ 1,12039	R\$ 4.891,38	R\$ 2,86989	R\$ 5.369,73	R\$ 7.637,98	R\$ 13.007,71	R\$ 146.926,38	17	R\$ 124.059,64
2040	18	0,55	88,65	6.198,41	1.859,52	4.338,89	100,0	R\$ 1,19881	R\$ 1,19881	R\$ 5.201,51	R\$ 3,07078	R\$ 5.710,18	R\$ 8.122,25	R\$ 13.832,43	R\$ 160.758,82	18	R\$ 137.892,07
2041	19	0,55	88,10	6.159,95	1.847,99	4.311,97	100,0	R\$ 1,28273	R\$ 1,28273	R\$ 5.531,09	R\$ 3,28573	R\$ 6.071,99	R\$ 8.636,89	R\$ 14.708,88	R\$ 175.467,69	19	R\$ 152.600,95
2042	20	0,55	87,55	6.121,50	1.836,45	4.285,05	100,0	R\$ 1,37252	R\$ 1,37252	R\$ 5.881,31	R\$ 3,51573	R\$ 6.456,47	R\$ 9.183,78	R\$ 15.640,24	R\$ 191.107,94	20	R\$ 168.241,19

Custos - Componentes, Instalação e Homologação	
Kit Fotovoltaico e Frete	R\$ 13.156,00
Projeto, Homologação e Instalação	R\$ 7.038,00
Total	R\$ 20.194,00
Cálculo Life Cycle Cost - Lcc	
Custo pot Watt Pico - Cwp	R\$ 4,39
Manutenção Preventiva	R\$ 201,94
Inflação adotada	7,00%
Total Manutenção Prevent.	R\$ 2.152,57
Total Manutenção Corretiva	R\$ 2.220,06
Valor residual	R\$ 1.699,88
Lcc - Life Cycle Cost	R\$ 22.866,75
Indicadores Financeiros	
TIR - Lcc	41,66%
VPL - Lcc	R\$ 42.867,55
Investimento	R\$ 210.556,18
SFCR x Investimento 11,18% a.a.	-R\$ 19.448,25
Payback	3,51



Fonte: elaborado pelo autor.

7 CONCLUSÃO

A existência de fonte de sombreamento e orientação desfavorável de um telhado destinado a instalação de SFCR acarreta prejuízo na produção elétrica e receita do sistema. A perda de produção elétrica e receita, no entanto, no caso específico analisado neste trabalho não inviabiliza a execução do projeto. A maior perda ocorreu quando se comparou um cenário hipotético em que não há sombreamento e o telhado teria sua orientação alterada de modo a se aproximar do norte geográfico, contra o cenário de orientação real, porém com elevação da fonte de sombreamento. Nessa comparação, a perda de geração foi de 227,36 kWh no primeiro ano, 4.304,76 kWh no acumulado do projeto, resultando em perda de receita de R\$ 6.352,72 ao longo do horizonte temporal do projeto (20 anos), representando uma redução de 3,217% na receita esperada. Embora ocorra perda, essa não inviabiliza a execução do projeto que continua sendo atrativo, ofertando indicadores financeiros representados por VPL de R\$ 43.451,07, TIR de 42,16% e *Payback* de 3,48 anos para o Cenário 02, em *Layout 3*, simulação essa que mais se aproxima da realidade da edificação e orientação geográfica.

Destaca-se, no entanto, que os dados não permitem extrapolar esse resultado para outras instalações, visto que a área sombreada e orientação do telhado podem, a depender da configuração, impactar mais ou menos em cada caso. Faz-se necessário uma análise individualizada de outros sistemas antes da emissão de conclusão acerca do impacto do sombreamento e orientação geográfica do painel FV para se obter um parecer de viabilidade financeira do empreendimento.

Sugere-se como tema para investigação em trabalhos futuros a instalação do sistema FV nas condições reais da edificação e análise dos dados fornecidos pelos primeiros anos de operação. De posse dos dados reais de funcionamento seria possível realizar uma comparação entre as projeções realizadas neste estudo e os dados de campo, servindo para aferir a precisão da metodologia adotada e eventual necessidade de ajustes.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil - Infográfico ABSOLAR. 2023.**

Infográfico. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em 23 de jun. 2023.

ANEEL. **Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica. 2023.**

Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>. Acesso em: 20/11/2023.

ARAÚJO, Ana Júlia Nunes de; RANK, Narah Iuata; BUENO, Talita Bezerra de Araujo. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba.** 2016. 86 f. TCC (Graduação) - Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

AS 5 CARACTERÍSTICAS do Sol que você não conhecia. **National Geographic Brasil,**

2023. Disponível em: <https://www.nationalgeographicbrasil.com/espaco/2023/01/as-5-caracteristicas-do-sol-que-voce-nao-conhecia#:~:text=Tempo%20e%20rotação%20do%20Sol&text=O%20també>

m%20Sol%20completa%20uma,a%20cada%2036%20dias%20terrestres. Acesso em: 02 de

out. de 2023.

ATLAS EÓLICO E SOLAR. **Irradiação Global Horizontal Anual - GHI. 2023.** Disponível em: <http://atlas.adece.ce.gov.br>. Acesso em: 20/08/2023.

BARTH, Alexandro Freitas. **Impacto de sombreamento em sistemas fotovoltaicos: um**

estudo de caso utilizando software de simulação 3D. 2023. 76 f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia Civil, Centro Universitário Ritter dos Reis, Porto Alegre, 2023.

BORSATO, Vítor Moreira. **Análise de Viabilidade Técnica-Econômica-Financeira da**

Implantação de um Empreendimento de Compostagem de Resíduos Orgânicos a ser

instalado na Cidade de Ponta Grossa. 2015. 121 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Produção, Departamento de Engenharia de Produção, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Ponta Grossa, 2015.

CHAVES, Matheus de Paula; DUPONT, Ivonne Montero; CARVALHO, Paulo Cesar

Marques de; ARAUJO, Danielly Norberto. Estudo sobre sombreamento em planta

fotovoltaica localizada em zona urbana de Fortaleza-CE. **Revista Tecnologia,** Fortaleza, v.

40, n. 1, p. 1-21, 19 jun. 2019. Fundação Edson Queiroz.

CHEPP, Ellen David. **Metodologia para análise de perdas por sombreamento em**

instalações fotovoltaicas. 2018. 84 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Curso de

Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais, Universidade Federal do Rio Grande do

Sul, Porto Alegre, 2018.

CONTA de luz sobe mais que o dobro da inflação no mercado cativo. **ABRACEEL,** Brasília,

2022. Disponível em: <https://abraceel.com.br/blog/2022/01/conta-de-luz-sobe-mais-que-o-dobro-da-inflacao-no-mercado-cativo/>.

Acesso em: 20 de set. de 2023.

- CRESESB. **Potencial Solar Sun Data v3.0**. 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>. Acesso em: 20/08/2023.
- DIMENSIONAMENTO de cabos e proteções em sistemas fotovoltaicos. **Canal Solar**, Campinas, 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/dimensionamento-de-cabos-e-protecao/>. Acesso em: 04 de out. de 2023.
- DUFFIE, J. A., BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. 3^a ed. New York: John Wiley & Sons, 2013.
- ENTENDENDO o efeito das sombras parciais nos sistemas fotovoltaicos. **Canal Solar**, Campinas, 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/efeito-das-sombras-parciais-nos-sistemas-fv/>. Acesso em: 04 de out. de 2023.
- FARIAS, Douglas. **Unidade Didática 05: Análise Financeira Simplificada de SFCR**. Ribeirão Preto: Blue Sol Educacional, 2019. 24 p.
- GREENER. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída – Mercado Fotovoltaico**. v2. 2023. Disponível em: <http://greener.com.br>. Acesso em: 10 set. 2023.
- IBGE. **IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo**. Disponível em: https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?t=series-historicas&utm_source=landing&utm_medium=explica&utm_campaign=inflacao#plano-real-mes. Acesso em: 20 de set. de 2023.
- JORDAN, Dirk C.; KURTZ, Sarah R. Photovoltaic degradation rates — an analytical review. **Progress in photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 1, p. 12-29, 2013.
- NASA. **Power Data Access Viewer**. 2023. Disponível em: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. Acesso em: 20/08/2023.
- NREL. **National Solar Radiation Database Viewer**. 2023. Disponível em: <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer>. Acesso em: 20/08/2023.
- PEREZ, Marc; PEREZ, Richard. Update 2022 – A fundamental look at supply side energy reserves for the planet. **Solar Energy Advances**, [S.L.], v. 2, p. 100014, 2022. Elsevier BV.
- PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPTEL - CRESESB, 2014. 530 p.
- RODRIGUES, Kênia Fernandes de Castro; ROZENFELD, Henrique. **Análise de Viabilidade Econômica**. São Carlos. Departamento de Engenharia de Produção Escola de Engenharia de São Carlos, 2014. Disponível em: http://scholar.googleusercontent.com/scholar?q=cache:P5gtCHrrYyMJ:scholar.google.com/+Análise+de+Viabilidade+Econômica&hl=pt-BR&as_sdt=0,5. Acesso em: 16 set. 2022.
- ROSÁRIO, Lenira Patrícia da Cruz do. **Análise da viabilidade econômica e financeira de projetos de investimento em Cabo Verde**. 2014. 88 f. TCC (Graduação) - Curso de Licenciatura em Contabilidade e Administração, Instituto Superior de Ciências Económicas e Empresariais, Mindelo, 2014.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligadas à rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis: Editora UFSC/LABSOLAR, 2004. 114 p.

SISTEMA Fotovoltaico Conectado à Rede (On Grid): O Guia 100% Completo. **Blue Sol Energia Solar**, Ribeirão Preto, 2023. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/sistema-fotovoltaico-conectado-a-rede-on-grid/>. Acesso em: 05 de out. de 2023.

SOUZA FILHO, João Gomes de. **Dimensionamento e Análise de Viabilidade Econômica de um Sistema de Microgeração Fotovoltaica no Estado do Ceará**. 2017. 80 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Sobral, 2017.

TORRES, Livio Freitas. **Análise de geração solar fotovoltaica em um sistema com sombreamento parcial utilizando microinversores na cidade de Cabedelo/PB**. 2023. 45 f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2023.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ. Biblioteca Universitária. **Guia de normalização de trabalhos acadêmicos da Universidade Federal do Ceará**. Fortaleza: Biblioteca Universitária, 2013. Disponível em: <https://biblioteca.ufc.br/wp-content/uploads/2022/05/guianormalizacaotrabalhosacademicos-17.05.2022.pdf>. Acesso em: 16 set. 2022.

VINTURINI, Mateus. **Entenda as especificações básicas dos componentes da string box**. Canal Solar, Campinas, 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/entenda-as-especificacoes-basicas-string-box/>. Acesso em: 04 de out. de 2023.

ANEXO A – MANUAL DO MÓDULO FOTOVOLTAICO LEAPTON 460 Wp

2022 V4



Monofacial

Bifacial

LP182*182-M-60-MH

Rated Power 450-465W



MBB Cell
New circuit design, lower internal current, lower internal resistance loss.



Low Light Features
Higher performance under low light environment.



Higher Output Power
Module adopts 120 pcs of 182*182mm half cells, the maximum power can reach 465W.



PID Protection
Ensure the attenuation probability caused by PID phenomenon is minimized.



Harsh Environmental Adaptability
Strict salt spray and ammonia corrosion test by TUV Nord.



Load Capacity
Mechanical load tests including wind load 2400 Pa and snow load 5400 Pa done by TUV Nord.



Lepton Energy Co., Ltd.



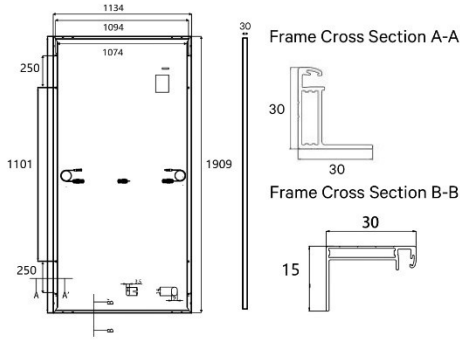
*J-PEC Product



IEC 61215-2: 2016
IEC 61730-2: 2016

Headquarter: Lepton Energy Co., Ltd.
 Tosei Bldg. 6F, 1-2-1 Aioi-cho, Chuo-ku Kobe-shi, Hyogo, 650-0025, Japan +81-78-382-3182 www.leptonenergy.jp
 Manufacturer: Lepton Solar (Changshu) Co., Ltd.
 No.9, Sunshine Avenue, Changshu City, Jiangsu, China +86-512-88800068 info@leptonenergy.com www.leptonpv.com

MECHANICAL DIAGRAMS



SPECIFICATIONS

Weight	23kg
Dimensions	1909mm*1134mm*30mm
Cell Dimensions	182*182mm
Cell Amount	60*2 pcs
Maximum System Voltage	1500V
Junction Box	IP68
Frame	Aluminum Alloy
Cable	4mm ² , N 1200mm/P 1200mm or customized length
Connector	MC4 compatible
Application Level	Class A

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

Power	450W	455W	460W	465W
Open Circuit Voltage	41.40V	41.60V	41.80V	42.00V
Short Circuit Current	13.68A	13.73A	13.78A	13.83A
Maximum Power Voltage	34.70V	34.90V	35.20V	35.40V
Maximum Power Current	12.96A	13.02A	13.08A	13.14A
Module Efficiency	20.79%	21.02%	21.25%	21.48%

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

ELECTRICAL PARAMETERS AT NMOT

Power	331W	335W	339W	343W
Open Circuit Voltage	38.68V	38.88V	39.08V	39.28V
Short Circuit Current	10.78A	10.83A	10.88A	10.93A
Maximum Power Voltage	32.34V	32.54V	32.74V	32.94V
Maximum Power Current	10.24A	10.30A	10.35A	10.40A
Module Efficiency	15.29%	15.47%	15.66%	15.84%

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

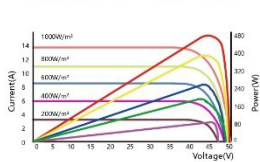
NMOT	41±3°C	Temp Coefficient of ISC	+0.05%/°C
Temp Coefficient of VOC	-0.28%/°C	Temp Coefficient of Pmax	-0.36%/°C

PACKING CONFIGURATION

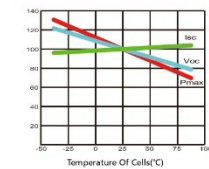
Modules/Pallet	36 Pieces	Modules/40'Container	864 Pieces
Packing Description	24 Pallets, Total=(36+36)x12=864 Pieces		

CHARACTERISTICS

LP182*182-M-60-MH-450W



LP182*182-M-60-MH-450W



MAXIMUM RATING

Output Tolerance	0~+5W
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Wind Load/Snow Load	2400pa/5400pa
Fuse Current	25A



Headquarter : Leapton Energy Co., Ltd.

Tosei Bldg. 6F, 1-2-1 Aioi-cho, Chuo-ku Kobe-shi, Hyogo, 650-0025, Japan

Manufacturer : Leapton Solar (Changshu) Co., Ltd.

No.9, Sunshine Avenue, Changshu City, Jiangsu, China

+81-78-382-3182

www.leaptonenergy.jp

+86-512-88800068

info@leaptonenergy.com

www.leaptonpv.com

ANEXO B – SIMULAÇÃO PVSYS - CENÁRIO 02 – LAYOUT 03



Projeto: TCC-Cenários

Variante: Atlas_CE/Telhado_Real/Com_Caixa/Layout3

PVsyst V7.2.6

VC5, Data da simulação: 13/11/23 14:58
com v7.2.6

Resumo do projeto

Localização geográfica	Localização	Parâmetros projeto
Fortaleza-CE-Residencia	Latitude -3.76 °S	Albedo 0.20
Brasil	Longitude -38.55 °W	
	Altitude 16 m	
	Fuso horário UTC-3	
Dados meteorológicos		
Fortaleza-CE-Residencia		
Atlas Eólico e Solar - Estado do Ceará - Synthetic		

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede	Fiadas num edifício	Exigências do consumidor
Orientação do plano dos módulos	Sombras próximas	Carga ilimitada (rede)
Plano fixo	Cálculo elétrico detalhado	
Inclinação/Azimute 9 / -130 °	segundo disp. módulos	
Informação do sistema		
Grupo FV	Inversores	
Número de módulos 10 unidades	Número de unidades 1 Unidade	
Pnom total 4600 Wp	Pnom total 3680 W	
	Rácio Pnom 1.250	

Resumo dos resultados

Energia produzida 7.06 MWh/ano	Produção específica 1534 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR 80.73 %
--------------------------------	--------------------------------------	----------------------------

Índice

Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Definição das sombras próximas - Diagrama das iso-sombras	4
Resultados principais	5
Diagrama de perdas	6
Gráficos especiais	7
Avaliação P50 – P90	8



PVsyst V7.2.6

VC5, Data da simulação: 13/11/23 14:58
com v7.2.6

Projeto: TCC-Cenários

Variante: Atlas_CE/Telhado_Real/Com_Caixa/Layout3

Parâmetros para sombras próximas

Perspetiva do cenário de sombras próximas

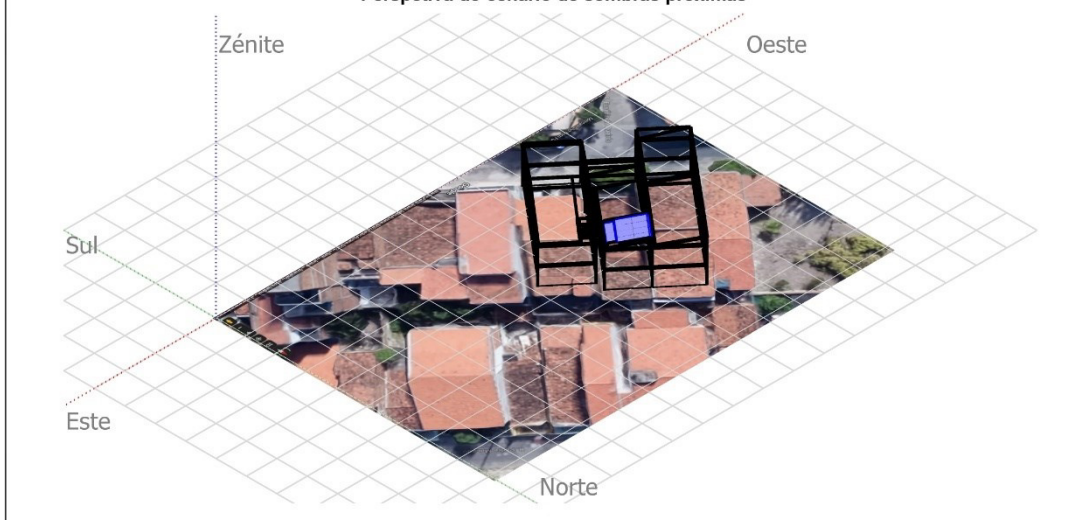
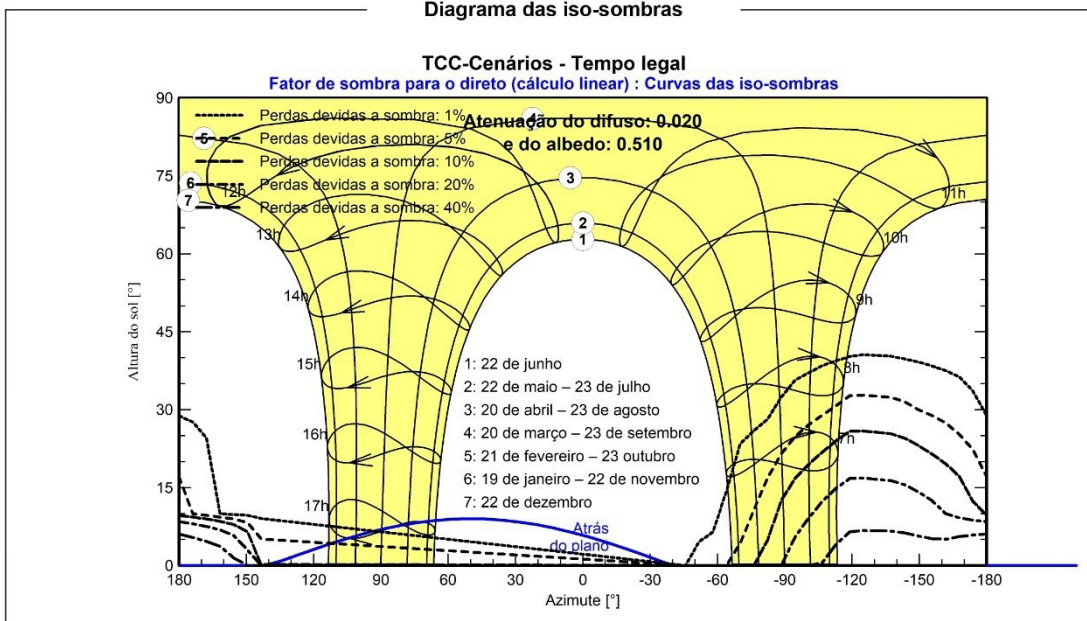


Diagrama das iso-sombras





Projeto: TCC-Cenários

Variante: Atlas_CE/Telhado_Real/Com_Caixa/Layout3

PVsyst V7.2.6

VC5, Data da simulação: 13/11/23 14:58
com v7.2.6

Resultados principais

Produção do sistema

Energia produzida

7.06 MWh/ano

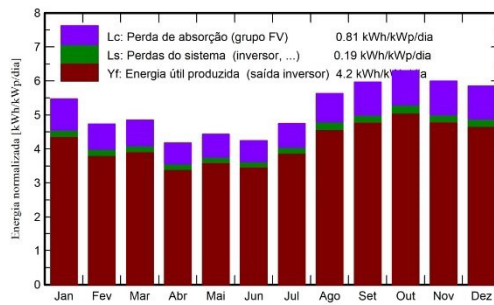
Produção específica

1534 kWh/kWp/ano

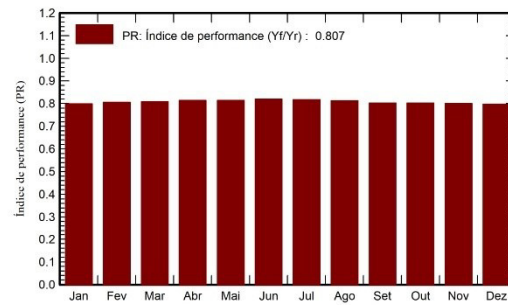
Índice de performance (PR)

80.73 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances e resultados principais

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	rácio
Janeiro	164.4	71.20	28.20	169.5	161.2	0.651	0.623	0.799
Fevereiro	129.9	58.80	28.14	132.5	126.4	0.514	0.491	0.806
Março	150.8	65.30	27.61	150.4	143.7	0.585	0.560	0.809
Abril	129.2	52.90	27.30	125.4	119.5	0.491	0.470	0.815
Mai	144.6	55.30	27.43	137.4	130.7	0.538	0.515	0.814
Junho	135.2	44.80	26.87	127.3	120.7	0.501	0.480	0.820
Julho	154.9	48.10	26.89	147.1	139.9	0.578	0.553	0.818
Agosto	181.5	49.70	27.32	174.6	167.0	0.683	0.653	0.813
Setembro	182.1	59.10	27.84	178.9	171.4	0.691	0.661	0.803
Outubro	194.0	56.70	28.26	195.5	187.7	0.756	0.722	0.803
Novembro	175.9	68.60	28.62	179.8	171.7	0.692	0.662	0.800
Dezembro	175.7	67.50	28.63	181.5	172.7	0.696	0.666	0.798
Ano	1918.2	698.00	27.76	1900.0	1812.4	7.376	7.056	0.807

Legendas

GlobHor Irradiação horizontal total

DiffHor Irradiação difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Incidência global no plano dos sensores

GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

EArray Energia efetiva à saída do grupo

E_Grid Energia injetada na rede

PR Índice de performance

ANEXO C – SIMULAÇÃO PVSYS - CENÁRIO 03 – LAYOUT 01



PVsyst V7.2.6

VCO, Data da simulação: 13/11/23 15:04
com v7.2.6

Projeto: TCC-Cenários

Variante: Atlas_CE/TR-CCE-layout1

Resumo do projeto

Localização geográfica Fortaleza-CE-Residencia Brazil	Localização Latitude -3.76 °S Longitude -38.55 °W Altitude 16 m Fuso horário UTC-3	Parâmetros projeto Albedo 0.20
Dados meteorológicos Fortaleza-CE-Residencia Atlas Eólico e Solar - Estado do Ceará - Synthetic		

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede Orientação do plano dos módulos Plano fixo Inclinação/Azimute 9 / -130 °	Fiadas num edifício Sombras próximas Cálculo elétrico detalhado segundo disp. módulos	Exigências do consumidor Carga ilimitada (rede)
Informação do sistema Grupo FV Número de módulos 10 unidades Pnom total 4600 Wp		
Inversores Número de unidades 1 Unidade Pnom total 3680 W Rácio Pnom 1.250		

Resumo dos resultados

Energia produzida	6.99 MWh/ano	Produção específica	1520 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	80.00 %
-------------------	--------------	---------------------	------------------	--------------------	---------

Índice

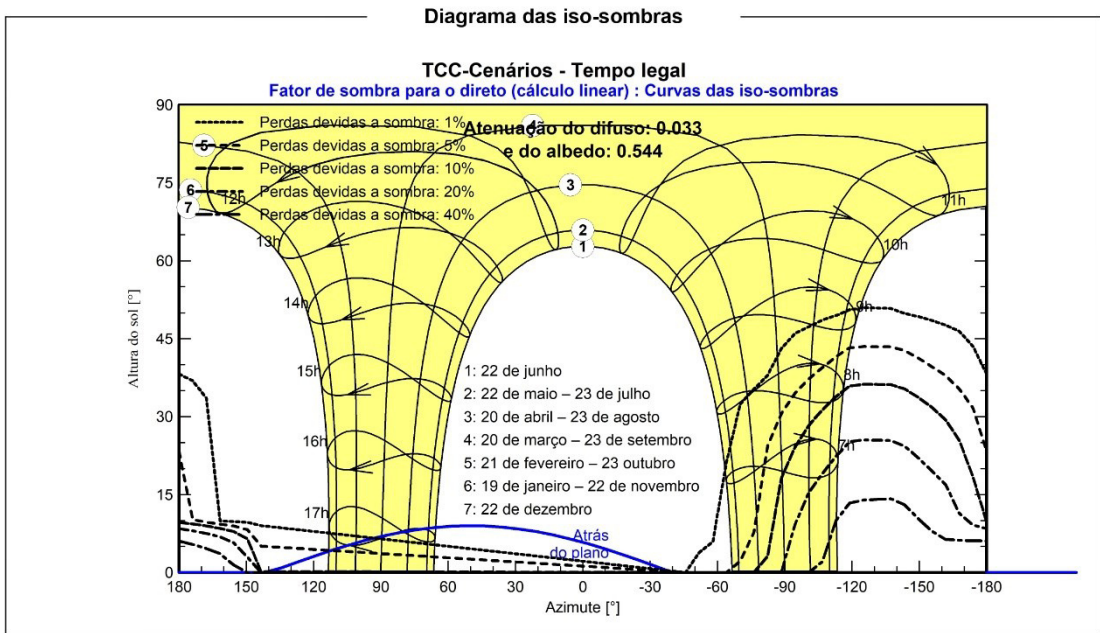
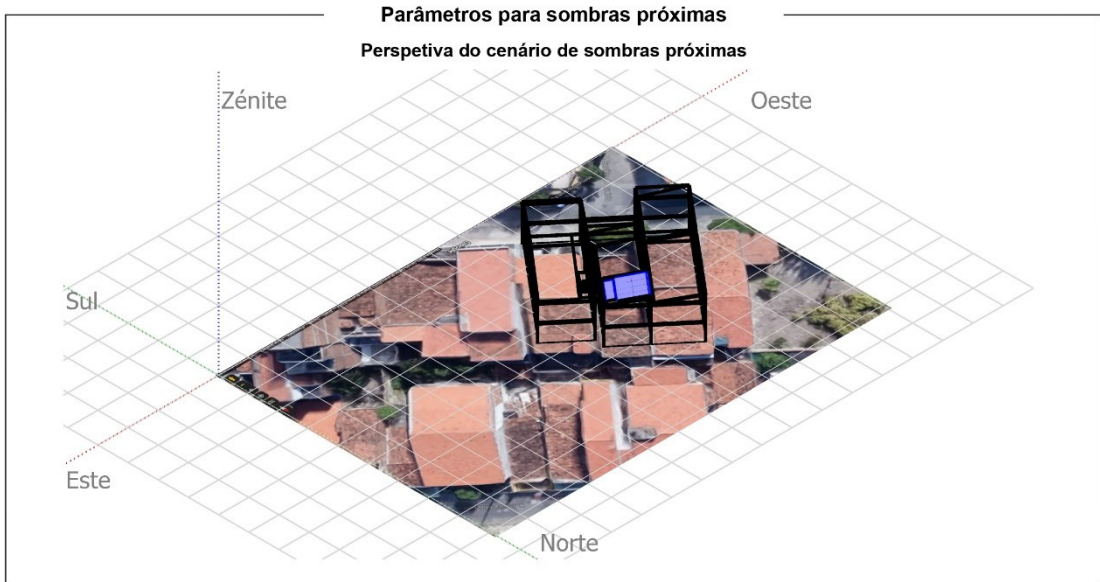
Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Definição das sombras próximas - Diagrama das iso-sombras	4
Resultados principais	5
Diagrama de perdas	6
Gráficos especiais	7
Avaliação P50 – P90	8



PVsyst V7.2.6

VCO, Data da simulação: 13/11/23 15:04
com v7.2.6

Projeto: TCC-Cenários
Variante: Atlas_CE/TR-CCE-layout1




PVsyst V7.2.6

 VCO, Data da simulação: 13/11/23 15:04
 com v7.2.6

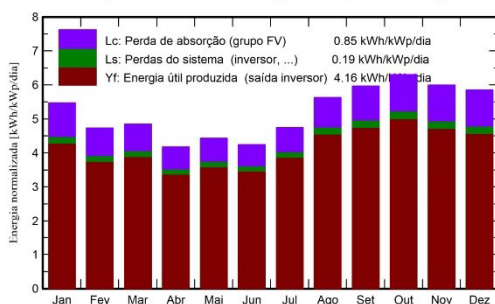
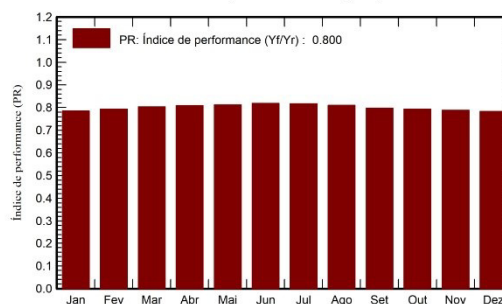
Projeto: TCC-Cenários
 Variante: Atlas_CE/TR-CCE-layout1

Resultados principais
Produção do sistema

Energia produzida 6.99 MWh/ano

 Produção específica
 Índice de performance (PR)

 1520 kWh/kWp/ano
 80.00 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)

Índice de performance (PR)

Balances e resultados principais

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	rácio
Janeiro	164.4	71.20	28.20	169.5	159.1	0.640	0.612	0.785
Fevereiro	129.9	58.80	28.14	132.5	125.1	0.506	0.484	0.794
Março	150.8	65.30	27.61	150.4	142.8	0.581	0.556	0.804
Abril	129.2	52.90	27.30	125.4	119.0	0.488	0.467	0.809
Mai	144.6	55.30	27.43	137.4	130.3	0.536	0.514	0.812
Junho	135.2	44.80	26.87	127.3	120.5	0.500	0.479	0.819
Julho	154.9	48.10	26.89	147.1	139.6	0.577	0.553	0.817
Agosto	181.5	49.70	27.32	174.6	166.6	0.680	0.651	0.810
Setembro	182.1	59.10	27.84	178.9	170.6	0.686	0.656	0.797
Outubro	194.0	56.70	28.26	195.5	186.4	0.748	0.714	0.794
Novembro	175.9	68.60	28.62	179.8	169.7	0.683	0.653	0.789
Dezembro	175.7	67.50	28.63	181.5	170.3	0.684	0.654	0.783
Ano	1918.2	698.00	27.76	1900.0	1799.9	7.309	6.992	0.800

Legendas

GlobHor Irradiação horizontal total
 DiffHor Irradiação difusa horizontal
 T_Amb Temperatura ambiente
 GlobInc Incidência global no plano dos sensores
 GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

EArray Energia efetiva à saída do grupo
 E_Grid Energia injetada na rede
 PR Índice de performance

ANEXO D – SIMULAÇÃO PVSYS - CENÁRIO 04 – LAYOUT 01



Projeto: TCC-Cenários

Variante: Atlas_CE/Telhado_Alterado/Sem_Caixa/Layout1

PVsyst V7.2.6

VC9, Data da simulação: 13/11/23 15:59
com v7.2.6

Resumo do projeto

Localização geográfica	Localização	Parâmetros projeto
Fortaleza-CE-Residencia	Latitude -3.76 °S	Albedo 0.20
Brasil	Longitude -38.55 °W	
	Altitude 16 m	
	Fuso horário UTC-3	
Dados meteorológicos		
Fortaleza-CE-Residencia		
Atlas Eólico e Solar - Estado do Ceará - Synthetic		

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede	Fiadas num edifício	Exigências do consumidor
Orientação do plano dos módulos	Sombras próximas	Carga ilimitada (rede)
Plano fixo	Cálculo elétrico detalhado	
Inclinação/Azimute 9 / -40 °	segundo disp. módulos	
Informação do sistema		
Grupo FV	Inversores	
Número de módulos 10 unidades	Número de unidades 1 Unidade	
Pnom total 4600 Wp	Pnom total 3680 W	
	Rácio Pnom 1.250	

Resumo dos resultados

Energia produzida 7.22 MWh/ano	Produção específica 1570 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR 81.61 %
--------------------------------	--------------------------------------	----------------------------

Índice

Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Definição das sombras próximas - Diagrama das iso-sombras	4
Resultados principais	5
Diagrama de perdas	6
Gráficos especiais	7
Avaliação P50 – P90	8



Projeto: TCC-Cenários

Variante: Atlas_CE/Telhado_Alterado/Sem_Caixa/Layout1

PVsyst V7.2.6

VC9, Data da simulação: 13/11/23 15:59
com v7.2.6

Parâmetros para sombras próximas

Perspetiva do cenário de sombras próximas

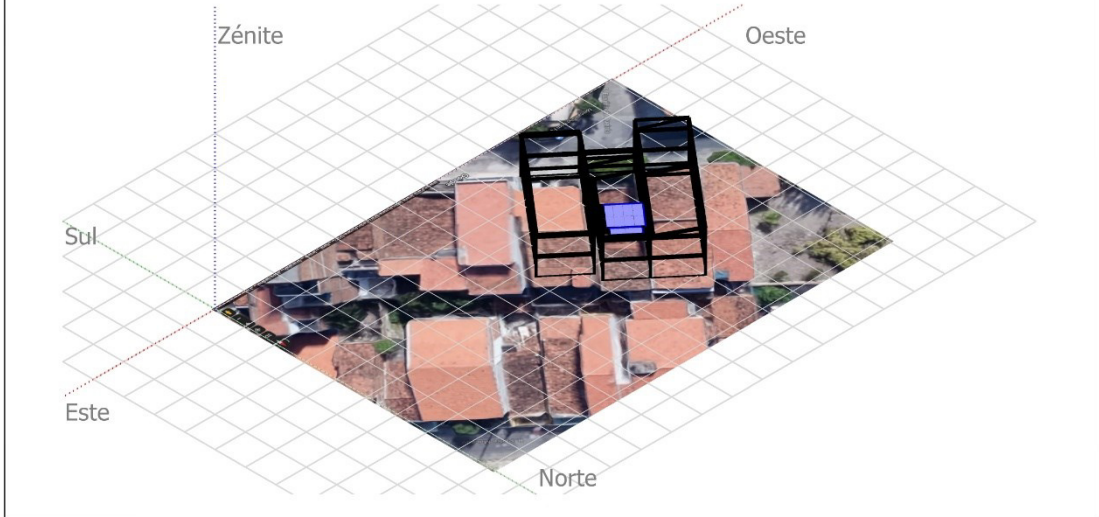
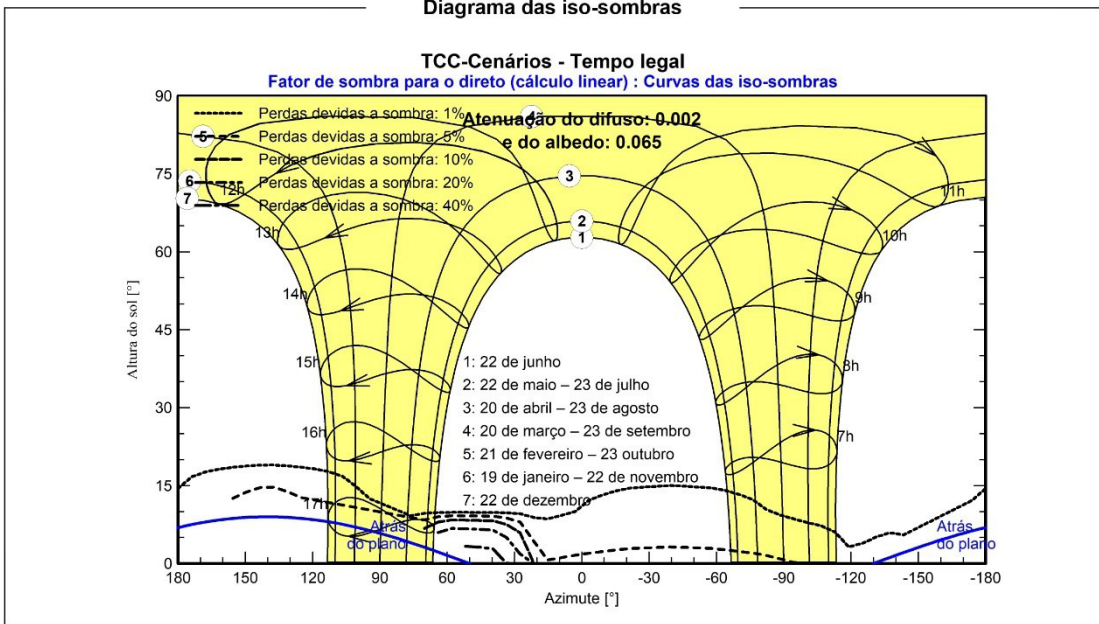


Diagrama das iso-sombras





Projeto: TCC-Cenários

Variante: Atlas_CE/Telhado_Alterado/Sem_Caixa/Layout1

PVsyst V7.2.6

VC9, Data da simulação: 13/11/23 15:59
com v7.2.6

Resultados principais

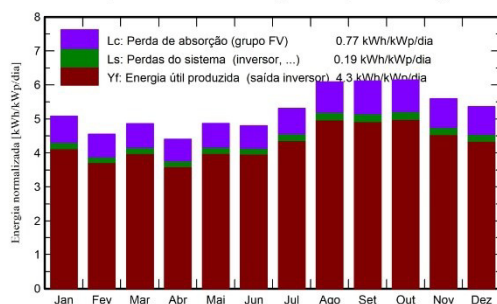
Produção do sistema

Energia produzida 7.22 MWh/ano

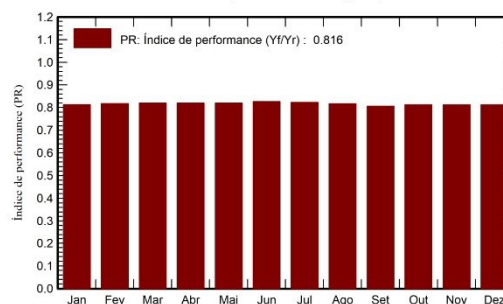
Produção específica
Índice de performance (PR)

1570 kWh/kWp/ano
81.61 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances e resultados principais

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	rácio
Janeiro	164.4	71.20	28.20	157.4	150.5	0.615	0.589	0.813
Fevereiro	129.9	58.80	28.14	127.5	122.4	0.501	0.479	0.817
Março	150.8	65.30	27.61	150.8	145.0	0.594	0.568	0.819
Abril	129.2	52.90	27.30	132.0	127.0	0.520	0.498	0.820
Mai	144.6	55.30	27.43	151.0	145.3	0.595	0.570	0.820
Junho	135.2	44.80	26.87	144.1	138.7	0.572	0.548	0.826
Julho	154.9	48.10	26.89	164.6	158.6	0.651	0.623	0.823
Agosto	181.5	49.70	27.32	188.8	182.2	0.742	0.709	0.817
Setembro	182.1	59.10	27.84	183.5	177.0	0.712	0.680	0.806
Outubro	194.0	56.70	28.26	190.6	183.9	0.745	0.712	0.812
Novembro	175.9	68.60	28.62	167.9	161.0	0.656	0.627	0.812
Dezembro	175.7	67.50	28.63	166.2	158.9	0.649	0.621	0.812
Ano	1918.2	698.00	27.76	1924.4	1850.3	7.551	7.224	0.816

Legendas

GlobHor Irradiação horizontal total
DiffHor Irradiação difusa horizontal
T_Amb Temperatura ambiente
GlobInc Incidência global no plano dos sensores
GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

EArray Energia efetiva à saída do grupo
E_Grid Energia injetada na rede
PR Índice de performance