UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO
FACULDADE DE ARQUITETURA, ENGENHARIA E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDREIV YURI ASSIS ARAÚJO

METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE SFCR PARA MICROGERAÇÃO: UM ESTUDO DE CASO EM VÁRZEA GRANDE-MT

CUIABÁ – MT
JUNHO, 2023

ANDREIV YURI ASSIS ARAÚJO

METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE SFCR PARA MICROGERAÇÃO: UM ESTUDO DE CASO EM VÁRZEA GRANDE-MT

Trabalho Final de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador:
Prof. Dr°. Fillipe Matos de Vasconcelos

CUIABÁ – MT

JUNHO, 2023

Dados Internacionais de Catalogação na Fonte.

A663m Araújo, Andreiv Yuri Assis.
Metodologia de dimensionamento de sfcr para microgeração: um estudo de caso em Várzea Grande - MT [recurso eletrônico] / Andreiv Yuri Assis Araújo. -- Dados eletrônicos (1 arquivo : 31 f., il. color., pdf). -- 2023.

Orientador: Fillipe Matos de Vasconcelos.
TCC (graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Mato Grosso, Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia, Cuiabá, 2023.
Modo de acesso: World Wide Web: https://bdm.ufmt.br.
Inclui bibliografia.

1. Redução de custos de energia elétrica, Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, Viabilidade técnica. I. Vasconcelos, Fillipe Matos de, *orientador*. II. Título.

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Permitida a reprodução parcial ou total, desde que citada a fonte.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO

DESPACHO

Processo nº 23108.037207/2023-31

Interessado: ANDREIV YURI ASSIS ARAUJO

FOLHA DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA MONOGRAFIA:

METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE SFCR PARA MICROGERAÇÃO: UM ESTUDO DE CASO EM VÁRZEA GRANDE-MT

ALUNO: ANDREIV YURI ASSIS ARAÚJO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito para a obtenção de grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 01 de junho de 2023.

Nota: 8,30 (oito vírgula três)

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Fillipe Matos de Vasconcelos - Orientador

Prof. Msc. Alex Vilarindo Menezes - Examinador(a)

Prof. Dr. Antônio Eduardo Ceolin Momesso - Examinador(a)

Documento assinado eletronicamente por **FILLIPE MATOS DE VASCONCELOS**, **Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 01/06/2023, às 18:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020 .

Documento assinado eletronicamente por **Alex Vilarindo Menezes**, **Usuário Externo**, em 01/06/2023, às 18:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **ANTONIO EDUARDO CEOLIN MOMESSO**, **Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 01/06/2023, às 18:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020 .

Documento assinado eletronicamente por **ANDREIV YURI ASSIS ARAUJO**, **Usuário Externo**, em 01/06/2023, às 18:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020 .

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufmt.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5808367** e o código CRC **559F96AC**.

Referência: Processo nº 23108.037207/2023-31 SEI nº 5808367

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradecer a Deus por todas as oportunidades que colocou em minha vida e fez com que tudo fosse da melhor forma possível. À Lídia, Ingrid e demais membros da família que deram todo suporte no período acadêmico.

A minha colega do ensino médio, Dhyovanna Lima, que me avisou sobre eu ter passado no curso de Engenharia Elétrica, sem ela, possivelmente, eu não teria feito este curso.

Aos meus amigos de turma, Ana Carolina, Vander Souza, Jefferson Modesto, Juliano Junior, Juliano Fachin, Gabriel Souza e Thales Augusto, que por muitas vezes, me ajudaram em momentos difíceis.

Aos meus amigos de longa data Henrique Silva, Ivo Andrade, Gustavo Amaral e Lucas Lourenço Bortoloto, que desde a infância me apoiam, incentivam e estão torcendo sempre por mim.

Por fim, ao professor Dr° Fillipe Mattos de Vasconcelos e a Dr° Camila dos Anjos Fantin, por toda ajuda e apoio nos momentos finais do curso.

RESUMO

ARAÚJO, A.Y.A. **Metodologia De Dimensionamento de SFCR Para Microgeração: Um Estudo de Caso Em Várzea Grande - MT**. 2023. 19f. Trabalho Final de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Mato Grosso. Cuiabá, 2023.

O atual compromisso assumido por governos ao redor do mundo de redução de emissão de gás carbônico tem contribuído para o aumento vertiginoso do custo da energia elétrica. Para contribuir com a redução de custos de energia, atendimento a requisitos ambientais e aumento de eficiência no fornecimento da energia elétrica, tem-se adotado ao redor do mundo sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR). Neste cenário, ainda hoje existem desafios para avaliar com clareza a contribuição energética de SFCRs a fim de definir a viabilidade técnica em regiões urbanas. Desse modo, dispor de ferramentas matemáticas e computacionais que tenham a capacidade de predizer com simplicidade e exatidão as contribuições energéticas de SFCRs é de interesse para assegurar retorno de investimento de novas unidades de SFCRs. Este trabalho propõe uma abordagem para o dimensionamento e da contribuição energética de SFCRs por meio de uma metodologia e simulação computacional. Um estudo de caso real é apresentado para um SFCR de 27 kWp instalado em um condomínio no Centro-Oeste do Brasil. Os resultados mostram as vantagens de dimensionar SFCR com uma metodologia organizada e dispor de *software* para a simulação, otimização e validação do SFCR, de maneira que possa avaliar diferentes cenários, aumentando o desempenho do sistema, confiabilidade e avaliar variáveis que possam causar problemas futuros. Além disso, um SFCR bem dimensionado reduz o custo de aquisição e pode adiar manutenções e/ou trocas dos componentes do sistema.

Palavras-chave: Redução de custos de energia elétrica. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. Viabilidade técnica.

ABSTRACT

ARAÚJO, A.Y.A. **Metodologia De Dimensionamento de Sfcr Para Microgeração: Um Estudo de Caso Em Várzea Grande - MT**. 2023. 19f. Final Graduation Project (Graduation in Electrical Engineering) Federal University of Mato Grosso. Cuiabá, 2023.

The current commitment made by governments around the world to reduce carbon dioxide emissions has contributed to a steep increase in the cost of electricity. In order to contribute to cost reduction, meet environmental requirements, and improve the efficiency of electricity supply, grid-connected photovoltaic systems (SFCRs) have been adopted worldwide. In this scenario, there are still challenges in accurately assessing the energy contribution of SFCRs to determine their technical feasibility in urban areas. Therefore, having mathematical and computational tools that can predict the energy contributions of SFCRs with simplicity and accuracy is of interest to ensure a return on investment for new SFCR units. This work proposes an approach for the sizing and energy contribution assessment of SFCRs through a methodology and computational simulation. A real case study is presented for a 27 kWp SFCR installed in a condominium in the Midwest region of Brazil. The results demonstrate the advantages of sizing SFCRs using an organized methodology and having software for simulation, optimization, and validation of SFCRs, allowing for evaluation of different scenarios, improved system performance, reliability, and assessment of variables that may cause future issues. Additionally, a properly sized SFCR reduces acquisition costs and can delay maintenance and/or component replacement.

Keywords - Sizing methodology. Grid-connected Photovoltaic System. Technical feasibility.

LISTA FIGURAS

Fig. 1. Gráfico de perdas do HelioScope [17]. Editado pelo autor. 17
Fig. 2. Localização do condomínio em Várzea Grande – MT [20]. Editado pelo autor. 19
Fig. 3. Disposição dos arranjos FV de S1, S2 e S3. 19
Fig. 4. Disposição dos arranjos FV S1, S2 e S3. 22
Fig. 5. Disposição dos arranjos FV para EMP. 22

LISTA DE TABELAS

Tabela I - Perdas Típicas de SFCRs em Porcentagem 15
Tabela II - Componentes e Estimativa de Geração 19
Tabela III - Energia Produzida Para ECB 19
Tabela IV - Passo 1. Levantamento de Dados 19
Tabela V - Dados de Catálogos do Módulo FV 20
Tabela VI - Valores Típicos de Perdas 20
Tabela VII - Parâmetros Elétricos dos Inversores 20
Tabela VIII - Energia Produzida Para S1, S2 e S3 22
Tabela IX - Perdas de Energia Estimada Pelo HelioScope 22
Tabela X - Configurações dos Arranjos FV 22
Tabela XI - Comparação da Energia Produzida de ECB e EMP 22
Tabela XII - Comparação de Valores Típicos de Perdas em Relação às Obtidos Pelo HelioScope 22

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
ECB	Estudo de Caso Base
EMP	Estudo da Metodologia Proposta
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
MCTIC	Ministério da Ciência, Tecnologia e Comunicações
MPPT	*Maximum Power Point Tracking*
NOCT	*Normal Operations Cell Temperature*
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
RN	Resolução Normativa
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SIN	Sistema Integrado Nacional
STC	*Stardand Test Conditions*
UFV	Usina Fotovoltaica

LISTA DE SÍMBOLOS

T_P	Taxa de perdas total
E_D	Energia diária produzida por um módulo FV
E_M	Energia mensal produzida por um módulo FV
N_{FV}	Número total de módulos FV
P_T	Potência total do SFCR
E_G	Energia total produzida pelo SFCR
FDI	Fator de dimensionamento do inversor
G_S	Irradiância diária sobre os módulos FV
T_C	Temperatura de operação do módulo FV corrigida
T_A	Temperatura ambiente
T_{NOCT}	Temperatura nominal de operação do módulo extraído do catálogo do módulo FV
V'_{MP}	Tensão de máxima potência corrigida do módulo FV
V'_{OC}	Tensão de circuito aberto corrigida do módulo FV
I'_{MP}	Corrente de máxima potência corrigida do módulo FV
I'_{SC}	Corrente de curto-circuito corrigida do módulo FV
$N_S^{Máx}$	Número máximo de módulos FV em série
$N_S^{Mín}$	Número mínimo de módulos FV em série
N_S	Número de módulos FV em série
$N_{arranjo}$	Número máximo de arranjos FV conectados em paralelo no MPPT do inversor
V_{MPPT}	Tensão de operação do MPPT do inversor
I_{MPPT}	Corrente de operação do MPPT do inversor
P_{MPPT}	Potência de operação do MPPT do inversor

SUMÁRIO

I. INTRODUÇÃO 13
II. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 14
III. DIMENSIONAMENTO DE SFCR 15
A. Módulo fotovoltaico 15
B. Perdas típicas em SFCRs 15
C. Gerador Fotovoltaico 15
D. Inversor 16
E. Arranjos fotovoltaicos 16
F. Ferramentas computacionais: HelioScope 17
IV. METODOLOGIA 17
V. RESULTADOS 18
A. Estudo de caso 18
B. Avaliação do caso base 19
C. Avaliação da metodologia proposta 19
D. Análise de resultados 22
VI. CONCLUSÃO 22
APÊNDICE 24
ANEXO 28

METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE SFCR PARA MICROGERAÇÃO: UM ESTUDO DE CASO EM VÁRZEA GRANDE-MT

Andreiv Yuri Assis Araújo
Universidade Federal de Mato Grosso - UFMT
Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia – FAET
Departamento de Engenharia Elétrica – DENE
Cuiabá-MT, 78060-719
Email: andreiv99yuri@gmail.com

Fillipe Matos de Vasconcelos
Universidade Federal de Mato Grosso - UFMT
Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia - FAET
Departamento de Engenharia Elétrica - DENE
Cuiabá-MT, 78060-719
Email: fillipe.vasconcelos@ufmt.br

Resumo **- O atual compromisso assumido por governos ao redor do mundo de redução de emissão de gás carbônico tem contribuído para o aumento vertiginoso do custo da energia elétrica. Para contribuir com a redução de custos de energia, atendimento a requisitos ambientais e aumento de eficiência no fornecimento da energia elétrica, tem-se adotado ao redor do mundo sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR). Neste cenário, ainda hoje existem desafios para avaliar com clareza a contribuição energética de SFCRs a fim de definir a viabilidade técnica em regiões urbanas. Desse modo, dispor de ferramentas matemáticas e computacionais que tenham a capacidade de predizer com simplicidade e exatidão as contribuições energéticas de SFCRs é de interesse para assegurar retorno de investimento de novas unidades de SFCRs. Este trabalho propõe uma abordagem para o dimensionamento e da contribuição energética de SFCRs por meio de uma metodologia e simulação computacional. Um estudo de caso real é apresentado para um SFCR de 27 kWp instalado em um condomínio no Centro-Oeste do Brasil. Os resultados mostram as vantagens de dimensionar SFCR com uma metodologia organizada e dispor de *software* para a simulação, otimização e validação do SFCR, de maneira que possa avaliar diferentes cenários, aumentando o desempenho do sistema, confiabilidade e avaliar variáveis que possam causar problemas futuros. Além disso, um SFCR bem dimensionado reduz o custo de aquisição e pode adiar manutenções e/ou trocas dos componentes do sistema.**

Palavras-Chave **– Metodologia de dimensionamento. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, Viabilidade técnica.**

SIZING METHODOLOGY FOR GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS FOR MICROGENERATION: A CASE STUDY IN VÁRZEA GRANDE, MT.

Abstract **- The current commitment made by governments around the world to reduce carbon dioxide emissions has contributed to a steep increase in the cost of electricity. In order to contribute to cost reduction, meet environmental requirements, and improve the efficiency of electricity supply, grid-connected photovoltaic systems (SFCRs) have been adopted worldwide. In this scenario, there are still challenges in accurately assessing the energy contribution of SFCRs to determine their technical feasibility in urban areas. Therefore, having mathematical and computational tools that can predict the energy contributions of SFCRs with simplicity and accuracy is of interest to ensure a return on investment for new SFCR units. This work proposes an approach for the sizing and energy contribution assessment of SFCRs through a methodology and computational simulation. A real case study is presented for a 27 kWp SFCR installed in a condominium in the Midwest region of Brazil. The results demonstrate the advantages of sizing SFCRs using an organized methodology and having software for simulation, optimization, and validation of SFCRs, allowing for evaluation of different scenarios, improved system performance, reliability, and assessment of variables that may cause future issues. Additionally, a properly sized SFCR reduces acquisition costs and can delay maintenance and/or component replacement.**

Keywords **- Sizing methodology. Grid-connected Photovoltaic System. Technical feasibility.**

I. INTRODUÇÃO

A redução de emissão de gás carbônico no mundo é uma meta assumida por 197 países no Acordo de Paris, em dezembro de 2015, a fim de limitar o aumento da temperatura global em até 1,5°C. Segundo o documento divulgado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Comunicações (MCTIC) [1], o Brasil tem o comprometimento reduzir a emissão desses gases em 37% até 2025 em relações aos níveis de emissões estimados para 2005. A queima de combustíveis fósseis como carvão, gás natural e petróleo possuem custos de geração de energia menores em comparação a geração através de usinas hidrelétrica e nucleares, porém, são consideradas fontes de geração de energia mais poluente e não renováveis. A mudança do abastecimento energético através de fontes de energias mais limpas e renováveis é uma das soluções para a redução dos níveis de emissão de gás carbônico e para manter a sustentabilidade da biodiversidade, dos ecossistemas naturais e até o bem-estar da população.

A implementação de políticas com impulso à geração de energia elétrica renováveis como a solar, eólica, hidrelétrica e biomassa através de programas de financiamento e subsídios na implantação da geração de energia próximos ao local de consumo, reduzem a demanda energética no ponto de vista das principais fontes de geração, podendo adiar e reduzir no investimento e manutenção das linhas de transmissão e distribuição em centros urbanos. Um exemplo disso são fontes de geração de energia conectadas diretamente à rede elétrica em residências, edificações e indústrias. No Brasil, a geração distribuída (GD) é regulamentada pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e foi estabelecida pela atualmente extinta Resolução Normativa (RN) 482/2012, e revogada pela atual RN 1.059/2023 [4] de 07 de fevereiro,

estabelecendo regras para a conexão de microgeração e minigeração à rede elétrica.

No âmbito de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), análises das condições climáticas, orientação e inclinação dos módulos FV, maximizam o rendimento do sistema, além disso, a periodização de limpeza e manutenção aumentam a vida útil de componentes como inversores e cabos elétricos, adiando investimentos na substituição desses equipamentos e garantindo que o sistema opere com maior rendimento. O uso frequente de métodos heurísticos (*i.e*., baseados em experiência) para a elaboração de projetos são, por natureza, altamente complexos. Nesse cenário é muito comum o uso de planilhas automatizadas para dimensionamento de SFCRs, que resulta em montantes de energia estimados consideravelmente diferentes de efetivamente produzidos, o que não é desejado.

Este trabalho propõe uma abordagem estruturada e escalável para dimensionamento de SFCRs, combinando cálculos e estimativas realizadas a partir dos últimos doze meses da fatura de energia da unidade consumidora com simulação computacional em ferramentas que incorporem com precisão a produção e as correspondentes perdas de energia. Um estudo de caso real é apresentado para um SFCR de 27 kWp instalado em um condomínio. Os resultados mostram as vantagens de dimensionar SFCR com uma metodologia estruturada e combinada com *software* para a simulação, otimização e validação do SFCR, de maneira que diferentes cenários possam ser avaliados, aumentando o desempenho e a confiabilidade do sistema. Além disso, um SFCR bem dimensionado reduz o custo de aquisição e adia manutenções e/ou trocas de componentes do sistema.

Organização do trabalho é estruturada da seguinte maneira. Na seção 2, é apresentada a revisão bibliográfica, onde se discute uma variedade de trabalhos para avaliação de metodologias de dimensionamento de SFCRs. Na seção 3, por sua vez, são apresentados os principais métodos para o dimensionamento de SFCRs. Na seção 4, de outro modo, é apresentada a metodologia proposta por este trabalho para o dimensionamento de SFCRs para o estudo de caso. Na seção 5 são apresentados os resultados considerando um projeto real de SFCRs em um condomínio como caso base e se comparou os resultados obtidos com um projeto desenvolvido por meio da metodologia proposta. Por fim, tem-se as conclusões deste trabalho.

II. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os SFCRs constituem-se, essencialmente, de módulos FV, inversores e acessórios (*i.e.*, estrutura de fixação, quadro de proteção etc.), de modo que, na literatura, também são referenciados como sistemas *on-grid*. A energia produzida por SFCRs, por sua vez, se não for consumida localmente, esta pode ser exportada para rede elétrica de distribuição [2]. Os SFCRs podem ser de porte micro e mini, porém, de maneira análoga as hidrelétricas, termelétricas e outras fontes de geração, as usinas fotovoltaicas (UFV) também podem ser conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio de transformadores e de linhas de transmissão [3]. Essa configuração permite que sejam construídas UFV na escala de megawatts, centralizadas e com capacidade de fornecer energia elétrica para cidades de grande demanda energética.

No Brasil, a RN 1.059/2023 [4] estabelece regras para a conexão de SFCRs e devem atender aos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) [5], Módulo 3, e as normas de acesso das distribuidoras locais. No que se refere aos SFCR, as regras gerais para conexão, faturamento e compensação de energia elétrica são dadas em [4], e tem-se as seguintes definições: (i) Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW; (ii) Minigeração distribuída: central geradora de energia, que possua potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW e menor que 3 MW.

Em setembro de 2022, o Brasil contava com 1,25 milhões de SFCRs em operação, sendo que mais de 99,2% (1,24 milhões) são de projetos de microgeração [6]. A expectativa de crescimento da GD para o ano de 2023 foi divulgada pela Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD) durante a participação dos executivos da entidade no Energyear Brasil 2023, realizado nos dias 8 e 9 de fevereiro em São Paulo. Foi destacado que o Brasil deve acrescentar em torno de 8 GW em potência de GD em 2023, cenário de crescimento similar ao ano de 2022 [7].

Diante deste cenário, cresce a necessidade de normas que orientem e normatizem procedimentos que certifiquem o funcionamento dos SFCRs. Normas como a NBR 16274 (ABNT, 2014) [8] e a NBR 16690 (ABNT, 2019) [9], garantem que os SFCRs sejam dimensionados visando segurança dos usuários, qualidade do serviço e dos produtos como módulos, inversores e dispositivos de proteções.

No entanto, ainda existem desafios a serem percorridos no processo de estabelecer metodologias para o dimensionamento de SFCRs. Em [3] é descrito que existem 3 métodos para o dimensionamento de SFCRs, sendo estes: (i) através da análise do histórico de consumo de energia; (ii) analisar a disponibilidade de área para instalação dos módulos FV e (iii) a partir do recurso financeiro disponível para instalação do SFCR. Os métodos descritos em [3] no item (i) e (ii) são ótimos dados para iniciar o dimensionamento, visto que, para SFCRs de microgeração, o consumidor tem interesse de diminuir o valor da fatura de energia elétrica instalando os módulos FV no próprio local de consumo (*i.e.*, instalados tipicamente nos telhados). O item (iii) apresenta um fator limitante, visto que o valor financeiro disponível pode não ser suficiente para aquisição dos componentes de SFCRs de maneira que atenda todo o consumo de energia. Dessa forma, a aquisição desses componentes deve ser minuciosa, visando a qualidade e preços disponíveis no mercado.

A literatura científica apresenta vasta gama de pesquisas em SFCR, contudo, práticas de dimensionamento otimizado ainda carecem de investigação. Sendo assim, em [10], de maneira representativa do que há disponível, tem-se uma pesquisa em que é proposta uma metodologia baseada na coleta de dados meteorológicos locais, na área disponível para instalar os módulos FV e na simulação de sombreamento com base no projeto 3D do local a ser instalado pelo proprietário. Analogamente a [10], em [11] também é proposta a metodologia como passo inicial, a área disponível no telhado a instalar os módulos FV, coleta de dados meteorológicos e simulação 3D dos módulos FV em *software* livre (ex.: PVSyst). As metodologias propostas em [10] e [11] não levam em consideração as perdas típicas de SFCR como temperatura,

sujeira, *mismatch*, inversor e condutores do lado CC e CA no processo de dimensionamento do SFCR. Além disso, os inversores e as configurações dos arranjos FV são apresentados, porém, não são calculadas e verificados se os arranjos FV dimensionados são compatíveis com os parâmetros elétricos do inversor. Já em [12] apresenta os fundamentos teóricos da tecnologia FV, as aplicações práticas e os principais componentes no desenvolvimento de SFCR, além de que apresenta métodos capaz de dimensionar os SFCRs e arranjos FV levando em consideração as perdas típicas e os efeitos da temperatura nos módulos FV.

Neste trabalho é proposta uma metodologia baseada na fatura de energia, onde o valor de consumo de energia é o passo inicial para o dimensionamento do SFCR, avaliando a área disponível para a instalação dos módulos FV de maneira que sejam dispostos sem que haja sombras sobre eles, maximizando o rendimento do sistema.

III. DIMENSIONAMENTO DE SFCR

Nesta seção são apresentados os modelos característicos de cada parte de um SFCR, com a finalidade de utilizá-los como ferramentas para simulação numérica que permitam estimar a potência total CC, em kWp, as perdas típicas e a potência CA saída do inversor, em kW, com base nas particularidades do local a instalar o SFCR, que são, principalmente, a irradiação solar incidente sobre os módulos FV e a temperatura ambiente.

A. Módulo fotovoltaico

O dimensionamento de SFCRs é envolvido em várias etapas, sendo o processo de cálculo da energia elétrica produzida pelos módulos FV ganhando destaque. Os módulos FV transformam a irradiação solar em energia elétrica contínua, em um processo regulado por sua própria eficiência nas condições de medida *Standard Test Conditions* (STC), tais como: temperatura das células de 25°C, massa de ar 1,5 (AM) e irradiância solar de 1.000 W/m² [12]. Porém, estas condições não são aplicadas em muitos locais onde apresentam valores de irradiação solar e temperatura diferentes a de STC. Portanto, os módulos FV também são testados sob as condições de *Normal Operations Cell Temperature* (NOCT), onde são ensaiados em nível de irradiância, temperatura das células e temperatura ambiente conforme indicado no catálogo do fabricante [13].

Os principais parâmetros do módulo FV a serem considerados para o dimensionamento de SFCRs em STC são: (i) potência nominal (P_{MP}), em W_p; (ii) eficiência (η), em %; (iii) tensão de máxima potência (V_{MP}), em V; (iv) corrente de máxima potência (I_{MP}), em A; (v) tensão de circuito aberto (V_{OC}), em V; (vi) corrente de curto-circuito (I_{SC}), em A; (vii) e área total (A), em m². Além disso, dados em NOCT de coeficiente de temperatura das tensões (α), em %/°C; de corrente (β), em %/°C e de temperatura nominal de operação do módulo (T_{NOCT}), em °C são considerados para a correção de V_{MP}, V_{OC}, I_{MP} e I_{SC} que serão apresentadas mais adiante.

B. Perdas típicas em SFCRs

Para uma análise e estimativa da geração de um SFCR é importante a consideração das perdas típicas que ocasionam a diminuição da energia produzida pelos módulos FV. As perdas típicas de um SFCR são, principalmente, ocasionadas por: (i) *mismatch*, que são relacionadas pela rápida variação de irradiação solar, carga local e aspectos elétricos não iguais dos módulos FV; (ii) condutores no lado CC do SFCR; (iii) eficiência do inversor; (iv) condutores no lado CA do SFCR; (v) sombreamento sobre os módulos FV; (vi) desvio no rendimento nominal do módulo e da irradiância de 1.000 W/m²; (vii) sujeira sobre os módulos FV e (viii) temperatura do módulo FV. A taxa de perdas total de um SFCR é dada, em porcentagem, pela somatória dos valores considerados das perdas típicas, conforme a Eq. (1)

$$T_P = M_{\%} + CC_{\%} + I_{\%} + CA_{\%} + SH_{\%} + R_{\%} + SU_{\%} + {}^{\circ}C_{\%} \quad (1)$$

em que: T_P é a taxa de perdas total do sistema, em %; $M_{\%}$ é a perda por *mismatch;* $CC_{\%}$ é a perda nos condutores CC; $I_{\%}$ é a eficiência do inversor; $CA_{\%}$ é a perda nos condutores CA; $SH_{\%}$ é a perda por sombreamento; $R_{\%}$ é o desvio no rendimento nominal do módulo e da irradiância de 1.000W/m²; $SU_{\%}$ é a perdas devido a sujeira e ${}^{\circ}C_{\%}$ é a perda por temperatura do módulo FV.

Na literatura científica, tem-se na Tabela I as faixas de valores, em porcentagem, das perdas típicas [14][15].

Tabela I - Perdas Típicas de SFCRs em Porcentagem

$M_{\%}$	$CC_{\%}$	$I_{\%}$	$CA_{\%}$	$SH_{\%}$	$R_{\%}$	$SU_{\%}$	${}^{\circ}C_{\%}$
1,5 à 3,0	0,5 à 3,0	1,0 à 15,0	0,5 à 3,0	0,0 à 100,0	-5,0 à 10,0	1,0 à 25,0	-3,0 à 6,0

C. Gerador Fotovoltaico

A energia elétrica diária produzida por um módulo FV é dada pela Eq. (2)

$$E_D = E_S A \eta (1 - T_P) \quad (2)$$

em que: E_D é a energia diária produzida por um módulo FV, em kWh/dia; E_Sé a irradiação diária média de cada mês do ano, em kWh/m²/dia; A é área do módulo FV, em m²; η é a eficiência do módulo FV, em % e T_P é a taxa de perdas total do sistema, em %.

Para estimar a produção de energia mensal de um módulo FV, multiplica-se a energia produzida diária pelo número de dias do mês, conforme a Eq. (3)

$$E_M = E_D N_{dias} \quad (3)$$

em que: E_M é a energia mensal produzida por um módulo FV, em kWh/mês; E_D é a energia diária produzida por um módulo FV, em kWh/dia e N_{dias} são o número de dias de cada mês.

O número de módulos FV total do SFCR para produzir o consumo estimado E_C, em kWh/mês, é expresso pela Eq. (4)

$$N_{FV} = \frac{E_C}{E_M^{Méd}} \quad (4)$$

em que: N_{FV} é o número total de módulos FV; E_C é o consumo estimado a ser produzido, em kWh/mês e $E_M^{Méd}$ é a energia média anual produzida por um módulo FV, em kWh/mês. Nota: N_{FV} deve ser arredondado para um número inteiro próximo.

A potência total do SFCR é o produto entre o número total de módulos FV pela potência nominal do módulo FV, dada pela Eq. (5)

$$P_T = \frac{P_{MP} N_{FV}}{1.000} \quad (5)$$

em que: P_T é a potência total do SFCR, em kWp; P_{MP} é a potência nominal do módulo FV, em Wp e N_{FV} é o número total de módulos FV.

A energia mensal média produzida pelo SFCR é o produto da energia mensal produzida por um módulo FV pelo número total de módulos FV, conforme a Eq. (6)

$$E_G = E_M N_{FV} \quad (6)$$

em que: E_G é a energia total produzida pelo SFCR, em kWh/mês; E_M é a energia mensal produzida por um módulo FV, em kWh/mês e N_{FV} é o número total de módulos FV.

D. Inversor

O dimensionamento de um inversor depende da potência do gerador FV e das características elétricas do módulo FV, além da topologia de instalação escolhida (*i.e.*, inversor centralizado, inversor descentralizado, micro inversor) [2]. O dimensionamento do inversor é realizado de forma que o inversor não opere por muito tempo em potência abaixo da nominal e nem acima dos limites informado em catálogo[2]. A utilização de inversores com potência nominal abaixo da potência total do gerador FV reduz o custo de aquisição do equipamento e da energia gerada, além de melhorar a eficiência do inversor [16].

O fator de dimensionamento de inversores (FDI) é a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência total do gerador FV, conforme a Eq. (7)

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_T} \quad (7)$$

em que: FDI é o fator de dimensionamento do inversor, adimensional; P_{inv} é a potência CA do inversor, em kW e P_T é a potência total do SFCR, em kWp.

Através da Eq. (7), pode-se escolher o inversor com potência de saída CA próximas a P_{inv} disponíveis no mercado, considerando o melhor custo/benefício. Os valores típicos considerados para o FDI situam-se na faixa de 0,75 a 0,85 para garantir o sobredimensionamento do inversor [2].

Os adequados parâmetros elétricos do inversor a serem considerados para o dimensionamento de SFCR em STC, são: (i) número de entradas (N_{MPPT}) do *Maximum Power Point Tracking* (MPPT); (ii) máxima tensão CC do MPPT ($V_{CC_{Máx}}$); (iii) mínima tensão CC do MPPT ($V_{CC_{Mín}}$); (iv) corrente no ponto de máxima potência do MPPT ($I_{CC_{MPPT}}$); (v) a corrente de curto circuito admitida pelo MPPT ($I_{SC_{MPPT}}$); (vii) e a potência de saída (P_{CA}).

E. Arranjos fotovoltaicos

O dimensionamento dos arranjos FV deve ser feita de maneira que sejam respeitados os limites de tensão e corrente dos inversores. A variação da temperatura ambiente e de irradiância implica na variação de temperatura das células que compõem o módulo FV. O coeficiente α de temperatura das tensões dos módulos FV é sempre disponibilizado nos catálogos dos fabricantes com o valor negativo, o que ocasiona uma queda de tensão nos valores nominais de V_{MP} e V_{OC} conforme a temperatura ambiente aumenta. Por outro lado, o coeficiente β de temperatura das correntes dos módulos FV é positivo, variando os valores de I_{MP} e I_{SC} proporcionalmente a variação da temperatura ambiente do local.

A irradiância é a razão entre a irradiação solar diária pelo tempo de insolação diária (*i.e.*, número de horas em que os módulos FV ficam expostos no sol) e é dada pela Eq. (8).

$$G_S = \frac{1.000 E_S}{H_S} \quad (8)$$

em que: G_S é a irradiância diária sobre os módulos FV, em W/m²/dia; E_Sé a irradiação diária média de cada mês do ano, em kWh/m²/dia e H_S é o tempo de insolação diária, em h/dia.

A temperatura de operação do módulo FV corrigida para locais com temperatura diferente de NOCT é expressa pela Eq. (9)

$$T_C = T_A + G_S \left(\frac{T_{NOCT} - 20°C}{800} \right) 0{,}9 \quad (9)$$

em que: T_C é a temperatura de operação da célula FV corrigida, em °C; T_A é a temperatura ambiente, em °C; G_S é a irradiância sobre os módulos FV, em W/m²/dia e T_{NOCT} é a temperatura nominal de operação do módulo extraído do catálogo do módulo FV, em °C.

As tensões V_{MP} e V_{OC} do módulo FV corrigidas para T_C são, respectivamente, dadas pelas Eq. (10) e Eq. (11)

$$V'_{MP} = V_{MP}[1 + \alpha(T_C - 25°C)] \quad (10)$$

$$V'_{OC} = V_{OC}[1 + \alpha(T_C - 25°C)] \quad (11)$$

em que: V'_{MP} e V'_{OC} são as tensões de máxima potência e de circuito aberto corrigidas, respectivamente, em V; V_{MP} e V_{OC} são as tensões de máxima potência e de circuito aberto fornecidas no catálogo do módulo FV, respectivamente, em V; α é o coeficiente de temperatura das tensões, %/°C e T_C é a temperatura de operação da célula FV corrigida, em °C.

De maneira a análoga as tensões, a correção das correntes I_{MP} e I_{SC} do módulo FV são, respectivamente, expressas pelas Eq. (12) e Eq. (13)

$$I'_{MP} = I_{MP}[1 + \beta(T_C - 25°C)] \quad (12)$$

$$I'_{SC} = I_{SC}[1 + \beta(T_C - 25°C)] \quad (13)$$

em que: I'_{MP} e I'_{SC} são as correntes de máxima potência e de curto-circuito corrigidas, respectivamente, em A; I_{MP} e I_{SC} são as correntes de máxima potência e de curto-circuito fornecidas no catálogo do módulo FV, respectivamente, em A; β é o coeficiente de temperatura das correntes, %/°C e T_C é a temperatura de operação do módulo FV corrigida, em °C.

O número máximo e mínimo de módulos FV conectados em série no MPPT do inversor são, respectivamente, dadas pelas Eq. (14) e (15)

$$N_S^{Máx} = \frac{V_{CC_{Máx}}}{V'_{MP}} \quad (14)$$

$$N_S^{Mín} = \frac{V_{CC_{Mín}}}{V'_{MP}} \quad (15)$$

em que: $N_S^{Máx}$ e $N_S^{Mín}$ são os números máximos e mínimos de módulos FV conectados em série nos MPPTs dos inversores, respectivamente; $V_{CC_{Máx}}$ e $V_{CC_{Mín}}$ são as tensões máximas e mínimas de operação dos MPPTs dos inversores,

respectivamente, em V e V'_{MP} e V'_{OC} são as tensões de máxima potência e de circuito aberto corrigidas, respectivamente, em V. Nota: Deve-se arredondar $N_S^{Máx}$ para o número inteiro menor e $N_S^{Mín}$ para o número inteiro maior.

O número de módulos FV em série para os arranjos FV deve ser escolhida entre os números $N_S^{Máx}$ e $N_S^{Mín}$ conforme a Eq. (16)

$$N_S^{Mín} \leq N_S \leq N_S^{Máx} \tag{16}$$

em que: N_S é o número de módulos FV em série do arranjo FV; $N_S^{Máx}$ e $N_S^{Mín}$ são os números máximos e mínimos de módulos FV conectados em série nos MPPTs dos inversores, respectivamente.

Para associação dos arranjos FV em paralelo, a somatória das correntes I'_{MP} de cada arranjo FV não deve ser superior ao valor da corrente $I_{CC\,MPPT}$ dos MPPTs do inversor. O número máximo de arranjos FV conectados em paralelo é dada pela Eq. (17)

$$\frac{I_{CC\,MPPT}}{I'_{MP}} \geq N_{arranjo} \tag{17}$$

em que: $N_{arranjo}$ é o número máximo de arranjos FV conectados em paralelo no MPPT do inversor; $I_{CC\,MPPT}$ é a corrente no ponto de máxima potência do MPPT e I'_{MP} é a corrente de máxima potência corrigidas do módulo FV. Nota: A Eq. (17) deve ser feita separadamente para cada MPPT; $N_{arranjo}$ deve ser arredondado para o número inteiro menor, garantindo que a somatória das correntes I'_{MP} de cada arranjo FV não seja maior que $I_{CC\,MPPT}$.

A tensão, corrente e potência de operação dos MPPTs dos inversores são, respectivamente, expressas pelas Eq. (18), (19) e (20)

$$V_{MPPT} = N_S V'_{MP} \tag{18}$$

$$I_{MPPT} = N_{arranjo} I'_{MP} \tag{19}$$

$$P_{MPPT} = \frac{N_{arranjo} N_S P_{MP}}{1.000} \tag{20}$$

em que: V_{MPPT} é a tensão de operação do MPPT, em V; I_{MPPT} é a corrente de operação do MPPT, em A e P_{MPPT} é a potência de operação do MPPT, em kWp.

F. Ferramentas computacionais: HelioScope

O Helioscope é um *software* de modelagem de sistemas FV, desenvolvida pela empresa Folsom Labs que permite que os usuários otimizem projetos de SFCRs com a disposição de ferramentas de simulação 3D e análise de desempenho em diversas configurações de instalações de SFCRs (*i.e.*, em telhados, solo e carport) [17].

Utilizando dados de satélite e meteorológicos, o HelioScope possibilita criar modelos de SFCRs em diferentes configurações, podendo alterar o azimute, o ângulo de inclinação dos módulos FV e dispõem de um acervo de modelos de inversores e módulos FV, além disso, fornece relatórios de produção de energia dos meses de janeiro a dezembro, as perdas do SFCR simulado e o nível de sombreamento sobre os módulos FV. A Fig. 1 mostra o gráfico de perdas consideradas na simulação do HelioScope.

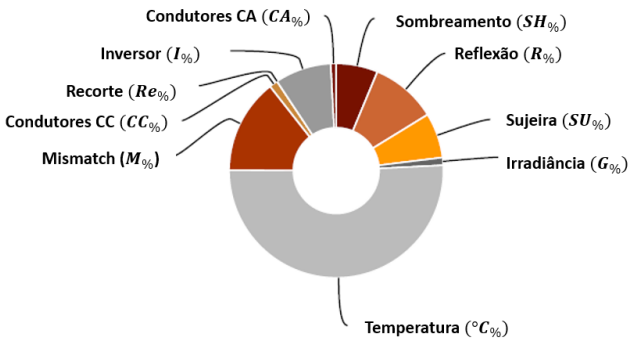


Fig. 1. Gráfico de perdas do HelioScope [17]. Editado pelo autor.

As principais vantagens do HelioScope é a modelagem 3D, podendo analisar os efeitos de sombreamento no local a ser instalado os módulos FV, permitindo que o usuário otimize o sistema de maneira que as perdas de energia sejam minimizadas, além disso, por ser uma ferramenta disponível para acessar via navegadores de internet, é possível compartilhar entre usuários para fazer alterações remotamente. Por outro lado, o HelioScope não permite fazer configurações dos arranjos FV (*i.e.*, quantidades específicas de módulos FV em série/paralelo), ocasionando perdas de energia na simulação.

IV. METODOLOGIA

A tarefa de projetar sistemas FV é um processo que requer cuidado devido ao fato de que os módulos FV ainda são relativamente caros e a produção de energia é sensível às condições atmosféricas e físicas da localização. No caso de SFCRs montados no solo, pode-se escolher o ângulo de inclinação e a orientação ideal, e muitas vezes, o tamanho físico é o único fator limitante. No caso de sistemas FV residenciais/prediais, os módulos FV geralmente são montados no telhado, que pode não ter o ângulo e/ou orientação ideal. Além disso, o tamanho do telhado é fixo; portanto, vários parâmetros já estão estabelecidos no início do dimensionamento. Tais parâmetros ou restrições de projeto afetarão diretamente em: (i) produções de energia mensais requeridas; (ii) limitações específicas de localização: tamanho do telhado, inclinação e orientação.

Nesse cenário, a abordagem de dimensionamento de SFCR proposta é descrita a seguir.

Passo 1. Levantamento de dados. Coletar dados de consumo de energia elétrica (faturados dos últimos 12 meses) e calcule o consumo da energia média anual (E_C), em kWh/mês. Adquira/meça a latitude, a longitude, a inclinação, a orientação e a área aproveitável (A_P) do local (ex.: telhado). Consultar a carga instalada (CI) da unidade consumidora e dimensione os condutores, os eletrodutos e o sistema de proteção de acordo com as categorias de atendimento da norma vigente da concessionária de distribuição local. (ex.: no Mato Grosso, tem-se limites apresentados na Tabela 14 da norma NDU 001/2020 da Energisa [18]).

Passo 2. Coleta de dados meteorológicos. Coletar dados de irradiação solar diária (E_S), em kWh/m²/dia, o tempo de insolação diária (H_S), em horas/dia, e de temperatura média diária (T_A), em °C, para os meses de janeiro a dezembro no local a ser instalado o SFCR. Calcular a irradiância solar total

mensal (G_S), em W/m², conforme a Eq. (8). Calcule a temperatura de operação do módulo FV corrigida (T_C), em °C, segundo a (9).

Passo 3. Escolha do módulo fotovoltaico (FV). Escolha o módulo FV conforme a potência desejada e critérios que levam em consideração tecnologia (ex.: *mc-Si*, *pc-Si*, *a-Si*, e outras), durabilidade, garantia, área total, fabricante, custo, vida útil etc., para, assim, selecionar um modelo adequado de acordo com a disponibilidade no mercado. Uma vez selecionado, coletar os dados elétricos de catálogo do fabricante nas condições STC, tais como: (i) potência nominal (P_{MP}), em W_p; (ii) eficiência (η), em %; (iii) tensão de máxima potência (V_{MP}), em V; (iv) corrente de máxima potência (I_{MP}), em A; (v) tensão de circuito aberto (V_{OC}), em V; (vi) corrente de curto-circuito (I_{SC}), em A; (vii) e área total (A), em m². Além disso, colete os dados de coeficientes de temperatura da tensão (α), em %/°C; de corrente (β), em %/°C; de potência (λ), em %/°C; e de temperatura nominal de operação do módulo (T_{NOCT}), em °C.

Passo 4. Estimativa das perdas típicas. Estimar as perdas por *mismatch* ($M_{\%}$), condutores CC ($CC_{\%}$), inversor ($I_{\%}$), condutores CA ($CA_{\%}$), sombreamento ($SH_{\%}$), reflexão ($R_{\%}$), sujeira ($SU_{\%}$), e por temperatura ($°C_{\%}$) com base na faixa de valores indicado na Tabela I. Determinar a taxa de perdas (T_P) do sistema pela Eq. (1).

Passo 5. Cálculo da produção de energia CC. Calcule a energia diária média (E_D), em kWh/dia, produzida por um módulo FV conforme a Eq. (2). Calcule a energia mensal (E_M), segundo a Eq. (3), produzida por um módulo FV levando em consideração o número de dias (N_{dias}) dos meses de janeiro a dezembro. Calcule a energia média anual ($E_M^{Méd} = \sum E_M/12$), em kWh, produzida por um módulo FV. Por fim, determine o número de módulos FV total (N_{FV}), de acordo com a Eq. (4), e a potência total de pico do sistema (P_T), em kWp, conforme a Eq. (5).

Passo 6. Avaliação da energia gerada *vs.* energia consumida. Calcule a energia produzida (E_G), em kWh, para os meses de janeiro a dezembro, conforme a Eq. (6), e determine a energia produzida mensal média ($E_G^{Méd} = \sum \mathrm{E_G}/12$), em kWh. Do **Passo 1**, obtenha E_C. Se $E_G^{Méd} \geq E_C$, vá ao **Passo 7**; caso contrário, se possível, incremente $N_{FV} = N_{FV} + 1$ e volte ao **Passo 5.**

Passo 7. Escolha do inversor. Calcule a potência CA do inversor (P_{inv}), em kW, por meio da Eq. (7) e compare com a carga instalada (CI) da UC (obs.: note que P_{inv} jamais poderá ser superior a CI, uma vez que condutores elétricos em instalações elétricas prediais são projetados com base na CI. Sendo assim, tem-se que: se $P_{inv} \leq CI$, então siga para o **Passo 8**; caso contrário, divida a energia produzida $E_G^{Méd}$ em UCs distintas para garantir que $P_{inv} \leq CI$ (ou, em último caso, reduza o montante de energia produzida $E_G^{Méd}$), e volte ao **Passo 5**. Nota: A escolha de um inversor deve considerar critérios de níveis de tensão, durabilidade, garantia, custo, vida útil etc., para, assim, ter-se um modelo adequado para a aplicação pretendida. Uma vez selecionado o modelo do inversor, colete os dados elétricos de: (i) número de entradas MPPT (N_{MPPT}); (ii) máxima tensão CC do MPPT ($V_{CC_{Máx}}$); (iii) mínima tensão CC do MPPT ($V_{CC_{Mín}}$); (iv) corrente no ponto de máxima potência do MPPT ($I_{CC_{MPPT}}$); (v) a corrente de curto circuito admitida pelo MPPT ($I_{SC_{MPPT}}$); (vii) e a potência de saída (P_{CA}).

Passo 8. Dimensionamento dos arranjos FV. Calcule a temperatura média de operação da célula FV corrigida ($T_C^{Méd} = \sum T_C/12$) e corrija as tensões e correntes dos módulos FV selecionados no **Passo 3** utilizando as Eq. (10), Eq. (11), Eq. (12) e a Eq.(13). Calcule o número máximo ($N_S^{Máx}$) e mínimo ($N_S^{Mín}$) de módulos FV conectados em série nos MPPTs do inversor, conforme as Eq. (14) e Eq. (15), respectivamente (deve-se arredondar $N_S^{Máx}$ número inteiro menor e $N_S^{Mín}$ para o número inteiro maior). Avalie a configuração dos arranjos FV (*i.e.*, em série ou paralelo) levando em consideração as seguintes instruções: (i) respeite os valores máximo de corrente e tensão coletados no **Passo 7** no lado CC de cada MPPT do inversor, respectivamente; (ii) os arranjos FV conectados em paralelo devem possuir valores iguais para N_S (*i.e.*, número de módulos FV em série); (iii) evitar associar módulos em arranjos FV com orientações e inclinações distintas, minimizando as perdas por *mismatch*; (iv) faça previamente a análise de objetos que possam vir a causar sombra, a fim de minimizar o sombreamento sobre os módulos FV (ex.: platibandas e árvores), levando em consideração a área aproveitável do local. Estime o número N_S de módulos FV em série para cada arranjo FV e o número $N_{arranjo}$ de arranjos FV conectados em paralelo nos MPPTs do inversor, conforme as Eq. (16) e Eq. (17). Calcule as tensões V_{MPPT}, correntes (I_{MPPT}) e potências (P_{MPPT}) de operação de cada MPPT dos inversores conforme as Eq. (18), Eq. (19) e Eq. (20), respectivamente.

Passo 9. Consolidação dos resultados. Quantificar, por meio de simulações computacionais, os montantes totais de energia a serem produzidos anualmente, com as correspondentes perdas CC e CA,

Passo 10. Verificação da energia produzida. Se $E_G^{Méd}$ for suficientemente próximo E_C, **FIM**; caso contrário: Se $E_G^{Méd} > E_C$, proceda, sequencialmente, com a retirada de 1 módulo FV, de modo que se mantenha $E_G^{Méd} \geq E_C$; Se $E_G^{Méd} < E_C$, proceda, sequencialmente, com a adição de 1 módulo FV até que $E_G^{Méd} \geq E_C$. Retorne para o **Passo 8**.

V. RESULTADOS

Esta seção é organizada com a descrição do estudo de caso em dois cenários de projetos distintos (*i.e.*, um caso base, e um caso que aplica a metodologia proposta); uma avaliação do caso base; uma avaliação da metodologia proposta; e uma análise crítica e comparativa de resultados. Vale ressaltar que, nesta seção, todos os resultados quantificados em tabelas e figuras foram extraídos do *software* Helioscope [17].

A. Estudo de caso

A metodologia proposta é aplicada em SFCRs localizados em um condomínio no munícipio de Várzea Grande – MT, na latitude de -15.63230 e longitude de -56.12160, para atender o consumo de áreas comuns. O condomínio é composto por 27 blocos, cada um com 4 pavimentos e a carga instalada total para áreas comuns corresponde ao valor aproximado de 139,7 kW, divididos em 27 UCs distintas de 12,7 kW cada, com a categoria de atendimento bifásica e tensão nominal de 220V/127V. A Fig. 2 mostra uma parte da vista superior do

condomínio, destacando que os SFCRs projetados deverão ser instalados no telhado dos blocos 15, 16 e 17 (em vermelho).

Este trabalho avalia dois estudos de caso para dimensionamento de SFCR, que são: caso base (ECB), que se refere a um dimensionamento real realizado por uma empresa privada; e o caso baseado na metodologia proposta (EMP). O requisito do projeto é que o SFCR supra pelo menos 3.200,00 kWh/mês para todas as áreas comuns do condomínio.

O ECB corresponde à instalação de SFCR com potência total de 27 kWp. O SFCR dimensionado foi decomposto em 3 subsistemas, tais como: (S1) Bloco 15 com 9,9 kWp; (S2) Bloco 16 com 9,9kWp e (S3) Bloco 17 com 7,2 kWp, com o objetivo de cumprir os critérios para a conexão em baixa tensão (BT) especificados em NDU 013 [19]. A Tabela II apresenta informações adicionais sobre os componentes e a estimativa de geração de energia média de cada subsistema.

Os subsistemas S1 e S2 são compostos pelos módulos FV PS450M4H-24TH, inversor 8000MTL-S e dispõem de 3 arranjos FV, que são: (i) 2 arranjos FV conectados em paralelo no MPPT 1 do inversor, cada arranjo FV possui 7 módulos conectados em série e são instalados no telhado com azimute de aproximadamente 335° e (ii) 1 arranjo FV com 8 módulos FV conectados em série no MPPT 2 do inversor e são instalados no telhado com azimute de aproximadamente 155°. O subsistema S3 é composto pelo mesmo modelo de módulo FV de S1 e S2, inversor MIN 6000TL-X e dispõem de 2 arranjos FV. Cada arranjo possui 8 módulos FV conectados em série no MPPT 1 e MPPT 2, respectivamente, do inversor, sendo um dos arranjos instalados no telhado com azimute de aproximadamente 335° e outro arranjo instalado no telhado com azimute de aproximadamente 155°.

Com valor de aproximadamente 177m² de área aproveitável nos telhados para cada bloco, a disposição dos módulos FV nas partes superiores e centrais dos telhados é feita de forma a evitar que as sombras causadas pelas platibandas e de alçapões que dão acesso aos telhados incidam sobre os módulos FV, minimizando as perdas por sombreamento. Por fim, a inclinação dos arranjos FV corresponde a aproximadamente a 7°, sendo este valor igual a inclinação dos telhados.

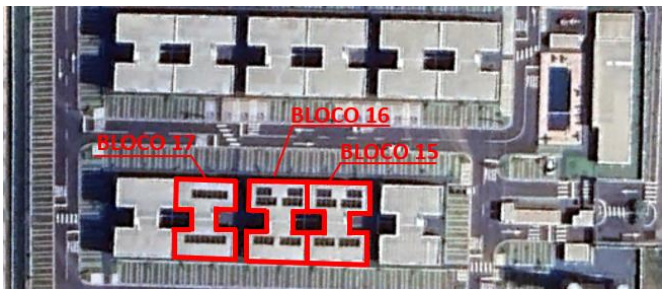


Fig. 2. Localização do condomínio em Várzea Grande – MT [20]. Editado pelo autor.

Tabela II - Componentes e Estimativa de Geração

Subsist.	Módulo FV	Unid.	Inversor	kWh/mês
S1	PS450M4H-24TH	22	8000MTL-S	1.200,00
S2	PS450M4H-24TH	22	8000MTL-S	1.200,00
S3	PS450M4H-24TH	16	6000TL-X	800,00

B. Avaliação do caso base

A avaliação de ECB é feita no *software* Helioscope com objetivo de quantificar o montante de geração de energia e níveis de sombreamento (*i.e.*, porcentagem de área de módulo FV não sombreada) sobre os módulos FV. A Fig. 3 mostra a vista superior da disposição dos arranjos FV de cada subsistema, observando que é possível extrair, por meio de um mapa de calor, o nível de sombreamento sobre os módulos FV. Em outras palavras, no canto inferior esquerdo da Fig. 3 há uma legenda do mapa de calor que varia de verde a vermelho, no *range*, respectivamente, de 100% a 70%. A Tabela III mostra os valores de energia produzida, em kWh, para os subsistemas S1, S2 e S3 obtidos via simulação.

Fig. 3. Disposição dos arranjos FV de S1, S2 e S3.

Tabela III - Energia Produzida Para ECB

Mês	S1 (kWh)	S2 (kWh)	S3 (kWh)
Janeiro	1.325,60	1.321,30	986,30
Fevereiro	1.197,10	1.192,80	882,40
Março	1.245,60	1.241,70	912,60
Abril	1.120,00	1.115,20	814,30
Maio	1.026,80	1.022,20	742,20
Junho	949,30	946,10	683,40
Julho	1.058,00	1.053,70	761,40
Agosto	1.201,80	1.197,00	870,40
Setembro	1.243,70	1.239,20	906,10
Outubro	1.334,90	1.329,80	985,40
Novembro	1.265,30	1.260,70	940,50
Dezembro	1.337,80	1.333,10	998,90
Média	**1.192,50**	**1.187,50**	**873,33**

C. Avaliação da metodologia proposta

Os SFCRs S1, S2 e S3 do EMP foram dimensionados seguindo os passos descritos no fluxograma do APÊNDICE D e normas vigentes da concessionária de energia local. Para melhor comparação entre ECB e EMP, foram utilizados os mesmos modelos de módulo FV e de inversores, de acordo com a Tabela II.

Os dados referentes a latitude, longitude e orientação foram coletados no Google Earth [21]. O valor da carga instalada (CI) foi retirado da Tabela 14 da NDU 001 [18], conforme indicado a categoria de atendimento e tensão de fornecimento consultados na fatura de energia elétrica. Por fim, é estimado o valor de 7° de inclinação dos telhados a receber os SFCRs.

Passo 1. A

Tabela **IV** apresenta o levantamento de dados para os subsistemas S1, S2 e S3.

Tabela IV - Passo 1. Levantamento de Dados

Dados	S1 e S2	S3
Consumo de Energia (E_C)	1.200,00 kWh/mês	800,00 kWh/mês
Latitude	-15.63233	
Longitude	-56.12157	

Inclinação	7°
Orientação	Noroeste (Az. 335°) / Sudeste (Az. 155°)
Área aproveitável (A_P)	177m²
Carga instalada (CI)	12,7 kW

Passo 2. Os dados meteorológicos são apresentados no APÊNDICE A, nomeadamente, de E_S, H_S e T_A, e calculados, de G_S e T_C, nos meses de janeiro a dezembro. A irradiação solar diária (E_S) foi extraída do site da CRESEB [22] e sua amplitude variou de 5,07 a 6,03 kWh/m²/dia. O tempo de insolação diária (H_S) foi obtido no Atlas Solarimétrico do Brasil [23] e sua amplitude variou de 5 a 8 h/dia. A temperatura ambiente média diária (T_A) foi obtida do site WeatherSparks [24] e sua amplitude variou de 24°C a 29°C.

Passo 3. O módulo FV escolhido será o mesmo utilizado no ECB. Os dados elétricos e de temperatura foram coletados do catálogo fornecido pelo fabricante e são apresentados na Tabela V.

Tabela V - Dados de Catálogos do Módulo FV

Modelo	PS450M4H-24TH
Fabricante	Phono Solar
P_{MP} (Wp)	450
η	20,57%
I_{MP} (A)	10,87
V_{MP} (V)	41,4
I_{SC} (A)	11,33
V_{OC} (V)	49,13
A (m²)	2,19
T_{NOCT} (°C)	43
α (%/°C)	-0,30%
β (%/°C)	0,05%

Passo 4. De posse dos parâmetros do módulo FV, estima-se as perdas do sistema. Pode-se transcrever alguns valores típicos esperados para o sistema conhecendo a realidade do local a ser instalado. A Tabela VI apresenta os valores, em porcentagem, considerados para S1, S2 e S3.

Tabela VI - Valores Típicos de Perdas

$M_{\%}$	$CC_{\%}$	$I_{\%}$	$CA_{\%}$	$SH_{\%}$	$R_{\%}$	$SU_{\%}$	$^{\circ}C_{\%}$
3,0	0,5	2,0	0,5	1,0	9,60	1,0	3,0

A taxa de perda total para os subsistemas S1, S2 e S3, da Eq. (1), resulta em:

$$T_P = 3{,}0\% + 0{,}5\% + 2{,}0\% + 0{,}5\% + 1{,}0\% + 9{,}60\% + 1{,}0\% + 3{,}0\% = 20{,}60\%$$

Passo 5. Estimando a produção de energia diária (E_D) e mensal (E_M) de um módulo FV, conforme a (2) e (3), respectivamente, tem-se, no APÊNDICE B, os seus correspondentes resultados.

Por conseguinte, a média mensal de produção de energia de um módulo FV é mostrada abaixo.

$$E_M^{Méd} = \frac{\sum E_M}{12} = 53{,}32\ kWh$$

Assim, nos subsistemas S1 e S2, o número de módulos FV é dado pela (4). Portanto:

$$N_{FV_1} = N_{FV_2} = \frac{1.200{,}00\ kWh}{53{,}32\ kWh} = 22{,}51$$

Para o subsistema S3, por sua vez, tem-se que:

$$N_{FV_3} = \frac{800{,}00\ kWh}{53{,}32\ kWh} = 15{,}10$$

Deve-se arredondar para o número inteiro maior.

Para os subsistemas S1 e S2, tem-se:

$$N_{FV_1} = N_{FV_2} = 23$$

E para S3, obtêm-se:

$$N_{FV_3} = 16$$

A potência total de S1, S2 e S3, conforme a Eq. (5) são:

$$P_{T_1} = P_{T_2} = \frac{23 \times 450W_P}{1.0000} = 10{,}35kW_P$$

$$P_{T_3} = \frac{16 \times 450W_P}{1.000} = 7{,}2kW_P$$

Passo 6. A energia mensal média (E_G) produzida pelos subsistemas S1, S2 e S3, calculadas conforme a Eq. (6), são mostradas no APÊNDICE C.

Para S1 e S2, a energia produzida mensal média é:

$$E_{G_1}^{Méd} = E_{G_2}^{Méd} = \frac{\sum E_{G_1}}{12} = 1.226{,}25\ kWh$$

E para S3, é:

$$E_{G_3}^{Méd} = \frac{\sum E_{G_3}}{12} = 847{,}67\ kWh$$

Comparando a energia mensal média produzida por S1, S2 e S3 com a energia mensal média consumida coletada no **Passo 1**, tem-se que

- para S1 e S2:
  $1.226{,}25\ kWh \geq 1.200{,}00\ kWh$, *i.e.*, $E_G^{Méd} \geq E_C$
- para S3:
  $847{,}67\ kWh \geq 800{,}00\ kWh$, *i.e.*, $E_G^{Méd} \geq E_C$

portanto, finaliza-se o **Passo 6** e pode-se seguir adiante para o **Passo 7**, e conclui-se que o número de módulos FV de S1, S2 e S3 produzem a energia necessária para atender o consumo.

Passo 7. Para calcular a potência CA dos inversores, conforme a Eq. (7), é considerado o valor de $FDI = 0{,}8$ conforme os valores indicados em [2]. Além disso, deve-se garantir que a potência CA do inversor não seja superior a carga instalada CI.

Sendo assim, a potência CA dos inversores de S1 e S2 é dada por:

$$P_{inv_1} = P_{inv_2} = 10{,}35\ kW \times 0{,}8 = 8{,}28\ kW$$

E para S3, obtém-se:

$$P_{inv_3} = 7{,}2\ kW \times 0{,}8 = 5{,}76\ kW$$

Comparando a potência CA de P_{inv_1} e P_{inv_3} com a carga instalada CI, tem-se que

- para S1 e S2:
  $8{,}28\ kW \leq 12{,}7\ kW$, *i.e.*, $P_{inv} \leq CI$
- para S3:
  $5{,}76\ kW \leq 12{,}7\ kW$, *i.e.*, $P_{inv} \leq CI$

A potência CA dos inversores atendem a carga instalada das áreas comum de cada bloco. Os modelos de inversores selecionados serão iguais de ECB. A mostra os parâmetros elétricos coletados do catálogo do fabricante de cada inversor.

Tabela VII - Parâmetros Elétricos dos Inversores

Inversor	S1 e S2	S3
Modelo	8000MTL-S	MIN 6000TL-X

Fabricante	Growatt	Growatt
N_{MPPT}	2	2
$V_{CC_{Máx}}$	$550V$	$550V$
$V_{CC_{Mín}}$	$100V$	$100V$
$I_{CC_{MPPT}}$	$25A/12{,}5A$	$12{,}5A/12{,}5A$
$I_{SC_{MPPT}}$	$32A//16A$	$16A/16A$
P_{CA}	8.200,00W	6.000,00W

Passo 8. De posse dos parâmetros elétricos dos inversores a serem utilizados, determina-se o número máximo ($N_S^{Máx}$) e mínimo ($N_S^{Mín}$) de módulos FV em cada MPPT dos inversores. Os módulos FV são do mesmo modelo de fabricante; $V_{CC_{Máx}}$ e $V_{CC_{Mín}}$ dos inversores possuem valores iguais, portanto, calcula-se a temperatura média de operação do módulo FV corrigida ($T_C^{Méd}$) para corrigir as tensões e correntes, conforme as Eq. (10), Eq. (11), Eq. (12) e a Eq.(13) para corrigir os parâmetros tensão e corrente do módulo FV. Logo:

$$T_C^{Méd} = \frac{\sum T_C}{12} = 50{,}79°C$$

$$V'_{MP_1} = V'_{MP_2} = V'_{MP_3}$$

$$V'_{MP_1} = 41{,}4V[1 + (-0{,}30\%)(50{,}79°C - 25°C)]$$

$$V'_{MP_1} = V'_{MP_2} = V'_{MP_3} = 38{,}20V$$

$$V'_{OC_1} = V'_{OC_2} = V'_{OC_3}$$

$$V'_{OC_1} = 49{,}13V[1 + (-0{,}30\%)(50{,}79°C - 25°C)]$$

$$V'_{OC_1} = V'_{OC_2} = V'_{OC_3} = 45{,}33V$$

$$I'_{MP_1} = I'_{MP_2} = I'_{MP_3}$$

$$I'_{MP_1} = 10{,}87A[1 + (0{,}05\%)(50{,}79°C - 25°C)]$$

$$I'_{MP_1} = I'_{MP_2} = I'_{MP_3} = 11{,}01A$$

$$I'_{SC_1} = I'_{SC_2} = I'_{SC_3}$$

$$I'_{SC_1} = 11{,}33A[1 + (0{,}05\%)(50{,}79°C - 25°C)]$$

$$I'_{SC_1} = I'_{SC_2} = I'_{SC_3} = 11{,}48A$$

E o número de módulos FV $N_S^{Máx}$ e $N_S^{Mín}$ por MPPT conforme as (14) e (15) são, respectivamente:

$$N_{S_1}^{Máx} = N_{S_2}^{Máx} = N_{S_3}^{Máx} = \frac{550\text{V}}{45{,}33V} = 12{,}13$$

$$N_{S_1}^{Mín} = N_{S_2}^{Mín} = N_{S_3}^{Mín} = \frac{100\text{V}}{38{,}20V} = 2{,}61$$

Deve-se arredondar $N_S^{Máx}$ para o número inteiro menor e $N_S^{Mín}$ para o número inteiro maior, consequentemente:

$$N_{S_1}^{Máx} = N_{S_2}^{Máx} = N_{S_3}^{Máx} = 12$$

$$N_{S_1}^{Mín} = N_{S_2}^{Mín} = N_{S_3}^{Mín} = 3$$

De acordo com os cálculos apresentados, variando-se o número de módulos FV em série de 3 até 12, garante-se que os limites de tensão mínima e máxima sejam respeitados e não venham a causar nenhum dano ao inversor.

O número de módulos N_S em série e o número de arranjos FV conectados em paralelos em cada MPPT dos inversores são calculados conforme as Eq. (16) e Eq. (17). As tensões (V_{MPPT}), correntes (I_{MPPT}) e potências (P_{MPPT}) de operação de cada MPPT dos inversores são calculadas pelas Eq. (18), Eq. (19) e Eq. (20), respectivamente, portanto

- para o MPPT 1 do inversor 8000MTL-S:

$$3 \leq N_{S_1} \leq 12$$

$$N_{S_1} = N_{S_2} = 8$$

$$\frac{32A}{11{,}01A} \geq N_{arranjo_1}$$

$$2{,}9 \geq N_{arranjo_1}$$

$$N_{arranjo_1} = 2$$

$$V_{MPPT_1} = 8 \times 38{,}20V = 305{,}58V$$

$$I_{MPPT_1} = 2 \times 11{,}01A = 22{,}02A$$

$$P_{MPPT_1} = \frac{2 \times 8 \times 450W_P}{1.000} = 7{,}2\ kW_P$$

- para o MPPT 2 do inversor 8000MTL-S:

$$3 \leq N_{S_1} \leq 12$$

$$N_{S_3} = 7$$

$$\frac{16}{11{,}01A} \geq N_{arranjo_2}$$

$$1{,}45 \geq N_{arranjo_2}$$

$$N_{arranjo_2} = 1$$

$$V_{MPPT_2} = 7 \times 38{,}20V = 267{,}38V$$

$$I_{MPPT_2} = 11{,}01A$$

$$P_{MPPT_2} = \frac{7 \times 450W_P}{1000} = 3{,}15\ kW_P$$

- para os MPPT 1 e MPPT 2 do inversor MIN 6000TL-X:

$$3 \leq N_{S_1} \leq 12$$

$$N_{S_1} = N_{S_2} = 8$$

$$\frac{16A}{11{,}01A} \geq N_{arranjo_1}$$

$$1{,}45 \geq N_{arranjo_1}$$

$$N_{arranjo_1} = N_{arranjo_2} = 1$$

$$V_{MPPT_1} = V_{MPPT_2} = 8 \times 38{,}20V = 305{,}58V$$

$$I_{MPPT_1} = I_{MPPT_2} = 11{,}01A$$

$$P_{MPPT_1} = P_{MPPT_2} = \frac{8 \times 450W_P}{1.000} = 3{,}60kW_P$$

A disposição dos arranjos FV nos telhados dos blocos é feita de maneira que o sombreamento causado pelas platibandas seja mínimo sobre os módulos FV e são mostradas na Fig. 4. De maneira análoga a ECB, os subsistemas S1 e S2 são compostos pelos módulos FV PS450M4H-24TH, inversor 8000MTL-S e dispõem de 3 arranjos FV, que são: (i) 2 arranjos FV conectados em paralelo no MPPT 1 do inversor, cada arranjo FV possui 8 módulos conectados em série e são instalados no telhado com azimute de aproximadamente 335° e (ii) 1 arranjo FV com 7 módulos FV conectados em série no MPPT 2 do inversor e são instalados no telhado com azimute de aproximadamente 155°. O subsistema S3 é composto pelo mesmo modelo de módulo FV de S1 e S2, inversor MIN 6000TL-X e dispõem de 2 arranjos FV, cada arranjo possui 8 módulos FV conectados em série no MPPT 1 e MPPT 2, respectivamente, do inversor e ambos são instalados no telhado com azimute de aproximadamente 335°.

Passo 9. A Fig. 4 mostra a disposição dos arranjos FV para os subsistemas S1, S2 e S3. A Tabela VIII mostra os valores da energia produzida, em kWh, para os subsistemas S1, S2 e S3 obtidos via simulação. Recomenda-se fazer os refinamentos necessários para o ajuste da produção de energia anual desejada. Tem-se que a energia desejada é de pelos 3.200,00 kWh/mês, contudo, da Tabela VIII, a diferença de

produção da energia é de +210,75 kWh/mês. Assim, testou-se no HelioScope retirar 1 módulo FV de S1, S2 e S3. Para essa nova configuração, S1 e S2 possuem 22 módulos FV cada, enquanto S3 possui 15 módulos FV. Os novos resultados de produção de energia média anual são de: (i) 1.200,83 kWh/mês para S1; (ii) 1.197,50 kWh/mês para S2; (iii) e 832,66 kWh/mês para S3, totalizando 3.231,00 kWh/mês. A Fig. 5 mostra a disposição dos arranjos FV após a retirada dos módulos FV em S1, S2 e S3. A Tabela IX mostra os valores das perdas, em porcentagem, de EMP.

Fig. 4. Disposição dos arranjos FV S1, S2 e S3.

Tabela VIII - Energia Produzida Para S1, S2 e S3

Mês	S1 (kWh)	S2 (kWh)	S3 (kWh)
Janeiro	1.406,20	1.403,70	964,50
Fevereiro	1.266,20	1.263,50	873,20
Março	1.318,10	1.315,50	920,70
Abril	1.186,20	1.182,90	839,00
Maio	1.091,20	1.087,90	787,00
Junho	1.010,60	1.008,80	736,10
Julho	1.125,50	1.122,70	813,10
Agosto	1.273,40	1.270,80	907,40
Setembro	1.314,50	1.311,70	921,30
Outubro	1.413,90	1.410,30	976,60
Novembro	1.341,30	1.338,30	919,50
Dezembro	1.420,10	1.416,40	970,90
Média	**1.264,16**	**1.260,83**	**885,83**
		Total	**3.410,75**

Fig. 5. Disposição dos arranjos FV para EMP.

Tabela IX - Perdas de Energia Estimada Pelo HelioScope

	$M_{\%}$	$CC_{\%}$	$Re_{\%}$	$I_{\%}$	$CA_{\%}$	$SH_{\%}$	$R_{\%}$	$SU_{\%}$	$G_{\%}$	$°C_{\%}$
S1	3,1	0,4	0,0	2,5	0,1	1,6	2,9	2,0	0,3	15,0
S2	3,1	0,5	0,0	2,5	0,1	1,7	2,9	2,0	0,3	15,0
S3	3,2	0,3	0,0	2,5	0,2	2,1	2,8	2,0	0,3	15,2

As novas configurações dos arranjos FV para S1 e S2 são: (i) 2 arranjos FV com 8 módulos FV em série cada, no telhado com azimute de 335° e (ii) 1 arranjo FV com 6 módulos FV conectados em série no telhado com azimute de a 155°. S3 possui 2 arranjos FV instalados no telhado com azimute de 335°, sendo um dos arranjos FV com 8 módulos em série e outro arranjo FV com 7 módulos em série. Os valores recalculados de operação dos MPPTs de cada inversor para os novos arranjos FV de S1, S2 e S3 são mostradas na Tabela X.

Tabela X - Configurações dos Arranjos FV

Dados	8000MTL-S			MIN 6000TL-X	
	MPPT 1		MPPT 2	MPPT 1	MPPT 2
	Arranjo 1	Arranjo 2	Arranjo 3	Arranjo 1	Arranjo 2
N_S	8	8	6	8	7
V_{MPPT}	$305{,}58V$		$229{,}20V$	$305{,}58V$	$267{,}38$
I_{MPPT}	$22{,}02A$		$11{,}01A$	$11{,}01A$	$11{,}01A$
P_{MPPT}	$7{,}20kW_P$		$2{,}70kW_P$	$3{,}60kW_P$	$3{,}15kW_p$
$\boldsymbol{P_T}$	$\boldsymbol{9{,}90kW_p}$			$\boldsymbol{6{,}75kW_P}$	

D. Análise de resultados

A comparação da produção de energia média anual simuladas no HelioScope de EMP em relação a ECB é mostrada na Tabela XI.

Tabela XI - Comparação da Energia Produzida de ECB e EMP

Subsistema	EMP (kWh/mês/ano)	ECB (kWh/mês/ano)	ΔE (kWh/mês/ano)
S1	1.200,83	1.192,16	+8,67
S2	1.197,50	1.187,73	+9,77
S3	832,66	873,66	-41,00
Total	**3.231,00**	**3.253,55**	**-22,55**

A Tabela XI mostra que, para os subsistemas S1 e S2 em EMP, houve um pequeno aumento de produção da energia aumentou em relação a ECB, isso se deve ao fato de que no EMP em relação ao ECB, existe a diferença 2 módulos FV instalados no azimute de 335°. Já em S3, a diferença de 1 módulo FV e da disposição de todos os arranjos FV no telhado com azimute de 335° de EMP para ECB, fez com que a produção da energia tivesse um decréscimo de 41 kWh/mês, porém, o subsistema S3 ainda garante que a produção esteja acima dos 800 kWh/mês, podendo diminuir o valor de 1 módulo FV no custo de aquisição de S3. Por fim, vale ressaltar que o EMP tem boa aderência com dimensionamento de SFCR reais.

Na Tabela XII é mostrado, em porcentagem, a comparação das perdas típicas comuns consideradas pelo HelioScope em relação aos valores considerados na Tabela VI para EMP. É notório a grande diferença entre os valores de $R_{\%}$ e de $°C_{\%}$, porém, para a metodologia proposta, o valor calculado de T_P considerando o range de valores da Tabela I, resultou no acréscimo de 1 módulo FV para S1 e em S2 no EMP em relação ao ECB, que representa um resultado bem próximo ao caso real.

Tabela XII - Comparação de Valores Típicos de Perdas em Relação às Obtidos Pelo HelioScope

	$M_{\%}$	$CC_{\%}$	$I_{\%}$	$CA_{\%}$	$SH_{\%}$	$R_{\%}$	$SU_{\%}$	$°C_{\%}$
S1	0,1	-0,1	0,5	-0,4	0,6	-6,7	1,0	12,0
S2	0,1	0,0	0,5	-0,4	0,7	-6,7	1,0	12,0
S3	0,1	-0,2	0,5	-0,4	1,1	-6,8	1,0	12,0

VI. CONCLUSÃO

A importância deste trabalho avalia o desempenho de SFCRs utilizando ferramentas matemáticas e *software* computacional, permitindo realizar análises precisas e eficientes do sistema, para que o SFCR atenda aos requisitos

definidos na etapa inicial do dimensionamento. A otimização dos SFCRs deve ser feita de maneira que opere com maior eficiência pelo menor preço de aquisição.

Foram estudados dois estudos de caso: um caso real, dimensionado por uma empresa privada e um caso elaborado pela metodologia proposta. Os resultados mostram que, após o dimensionamento do SFCR utilizando de ferramenta matemáticas e otimizando o sistema no HelioScope, para o caso real, pode-se reduzir em 1 módulo FV, que no subsistema S3 ainda irá garantir a produção da energia em valores próximos de 800 kWh/mês, desde que os 15 módulos FV restantes estejam todos instalados no telhado com azimute de 335°.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÕES. Acordo de Paris e NDC. Disponível em: < https://encurtador.com.br/ehwA9> Acesso em: 24 fev. 2023.

[2] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos - 4a Edição. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014.

[3] VILLALVA, Marcelo Gradella. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e aplicações. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015. 224 p.

[4] ANP ANEEL. Resolução Normativa n° 1.059, de 28 de abril de 2023. Brasília, DF: ANEEL, 2023. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>. Acesso em: 01 maio 2023.

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília, DF: ANEEL, [s.d.]. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 01 maio 2023.

[6] Canal Solar. Microgeração representa mais de 99,2% dos sistemas de GD solar no Brasil. Disponível em: < https://encurtador.com.br/vOX17>. Acesso em: 28 abril 2023.

[7] Canal Solar. Geração distribuída deve crescer cerca de 8 GW em 2023, aponta ABGD. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/geracao-distribuida-deve-crescer-cerca-de-8-gw-em-2023-aponta-abgd/>. Acesso em: 29 abril 2023.

[8] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16274: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Rio de Janeiro, 2014. 52 p.

[9] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS NBR 16690:2019. Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto. Rio de Janeiro, 2019. 32 p.

[10] CHITOLINA, Rafael Angelo. Metodologia para Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico - Estudo de Caso Florianópolis. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

[11] ALENCAR, Cristiano Andrade. Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica de um Prédio Comercial em Curitiba. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

[12] ZILLES, Roberto *et al*. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. 1° edição. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

[13] AYRÃO, V. Energia solar fotovoltaica no Brasil. Conceitos, aplicações e estudos de caso. *Copper Alliance*, 2019.

[14] BLAABJERG, Frede; IONEL, Dan M.; TEODORESCU, Remus. Renewable Energy Devices and Systems with Simulations in MATLAB® and ANSYS®. Boca Raton: CRC Press, 2017.

[15] VALLINA, Miguel Moro. Instalaciones Solares Fotovoltaicas. Madrid: Paraninfo, 2010.

[16] MACÊDO, Wilson Negrão, "Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede", Tese de Doutorado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia (EP/FEA/IEE/IF) da Universidade de São Paulo, 2006.

[17] Folsom Labs. (2021). HelioScope: Software de projeto de sistemas fotovoltaicos. Disponível em <https://helioscope.folsomlabs.com/>. Acesso em: 08 março 2023.

[18] Energisa. (2020). NDU 001 - Fornecimento de energia elétrica a edificações individuais ou agrupadas até 3 unidades consumidoras.

[19] Energisa. (2022). NDU 013 – Critérios para a Conexão em Baixa Tensão de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição.

[20] MAPS Google: Rua Ceará, 64, Jardim Potiguar, Várzea Grande – MT. Disponível em: < https://www.google.com.br/maps/@-15.6325107,-56.1220492,180m/data=!3m1!1e3>. Acesso em 09/05/2023.

[21] Google LLC. (2022). Google Earth Pro User Guide. Acesso em 20/04/2023.

[22] Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Irradiação Solar. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata. Acesso em: 8 abr. 2023.

[23] Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Atlas Solarimétrico do Brasil. 2. ed. Rio de Janeiro: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), 2006. 183 p. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf. Acesso em: 8 abr. 2023.

[24] WeatherSpark. Clima característico em Várzea Grande, Brasil durante o ano. Disponível em: <https://encurtador.com.br/wJPY3>. Acesso em: 8 abr. 2023.

APÊNDICE

APÊNDICE A – Tabela de Dados Meteorológicos.

Mês	E_S **(kWh/m²/dia)**	H_S **(h/dia)**	T_A **(°C)**	G_S **(W/m²)**	T_C **(°C)**
Janeiro	5,08	5,00	27,00	1.016,00	53,29
Fevereiro	5,16	5,00	27,00	1.032,00	53,70
Março	5,25	5,00	27,00	1.050,00	54,17
Abril	5,32	6,00	27,00	886,67	49,94
Maio	5,07	6,00	25,00	845,00	46,86
Junho	5,17	7,00	25,00	738,57	44,11
Julho	5,28	8,00	24,00	660,00	41,08
Agosto	6,03	7,00	27,00	861,43	49,29
Setembro	5,31	5,00	28,00	1.062,00	55,48
Outubro	5,18	6,00	29,00	863,33	51,34
Novembro	5,20	5,00	28,00	1.040,00	54,91
Dezembro	5,27	5,00	28,00	1.054,00	55,27
					$T_C^{Méd}$ **=50,79**

APÊNDICE B – Tabela de Estimativa de Produção de Energia E_D e E_M.

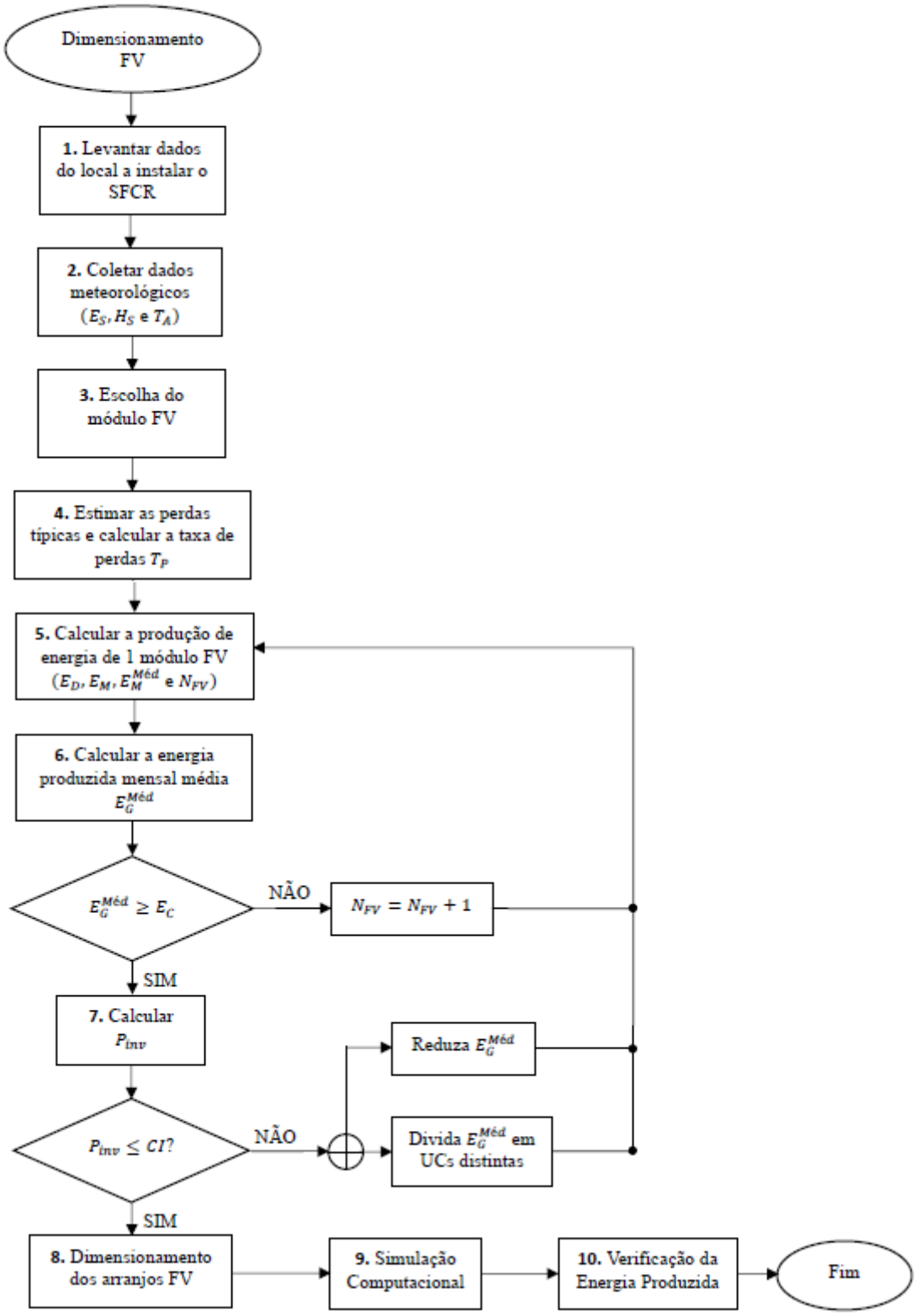
Mês	$\boldsymbol{E_D}$ **(kWh)**	$\boldsymbol{N_{dias}}$	$\boldsymbol{E_M}$ **(kWh)**
Janeiro	1,69	31	52,30
Fevereiro	1,71	28	47,98
Março	1,74	31	54,05
Abril	1,77	30	53,00
Maio	1,68	31	52,20
Junho	1,72	30	51,50
Julho	1,75	31	54,46
Agosto	2,00	31	62,08
Setembro	1,76	30	52,90
Outubro	1,72	31	53,33
Novembro	1,73	30	51,81
Dezembro	1,75	31	54,26
			$\boldsymbol{E_M^{Méd}}$ **=53,32**

APÊNDICE C – Tabela de Energia Mensal Produzida.

.

Mês	E_{G_1} **(kWh)**	E_{G_2} **(kWh)**	E_{G_3} **(kWh)**
Janeiro	1.202,90	1.202,90	831,53
Fevereiro	1.103,60	1.103,60	762,89
Março	1.243,15	1.243,15	859,36
Abril	1.219,09	1.219,09	842,72
Maio	1.200,53	1.200,53	829,89
Junho	1.184,72	1.184,72	818,96
Julho	1.250,26	1.250,26	864,27
Agosto	1.427,85	1.427,85	987,03
Setembro	1.216,80	1.216,80	841,14
Outubro	1.226,58	1.226,58	847,90
Novembro	1.191,59	1.191,59	823,71
Dezembro	1.247,89	1.247,89	862,63
Média	**1.226,25**	**1.226,25**	**847,67**

APÊNDICE D – Fluxograma de Dimensionamento Fotovoltaico.



ANEXO

ANEXO A – Catálogo do Módulo Fotovoltaico PS450M4H-24TH.

ELECTRICAL TYPICAL VALUES

Model	PS430M4-24/TH PS430M4H-24/TH		PS435M4-24/TH PS435M4H-24/TH		PS440M4-24/TH PS440M4H-24/TH		PS445M4-24/TH PS445M4H-24/TH		PS450M4-24/TH PS450M4H-24/TH	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Rated Power (Pmpp)	430	318	435	322	440	325	445	329	450	333
Rated Current (Impp)	10.59	8.56	10.66	8.61	10.73	8.67	10.80	8.73	10.87	8.78
Rated Voltage (Vmpp)	40.61	37.15	40.81	37.33	41.01	37.51	41.21	37.70	41.40	37.87
Short Circuit Current (Isc)	11.09	8.96	11.15	9.01	11.21	9.06	11.27	9.11	11.33	9.15
Open Circuit Voltage (Voc)	48.85	44.69	48.92	44.75	48.99	44.82	49.06	44.88	49.13	44.94
Module Efficency (%)	19.65		19.88		20.11		20.34		20.57	

STC(Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², AM 1.5, Cell Temperature 25°C

NOCT (Nominal Operation Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/S

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell Type	Monocrystalline 166mm x 83mm
Dimension (L× W × H)	Length: 2104mm (82.83 inch) Width: 1040mm (40.94 inch) Height: 40mm (1.57 inch)
Weight	24.5kg (54.01 lbs)
Front Glass	3.2mm Toughened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Cable	4mm² (IEC), Length:350mm (vertical) 1250mm (horizontal) or Customized Length
Junction Box	IP 68 Rated

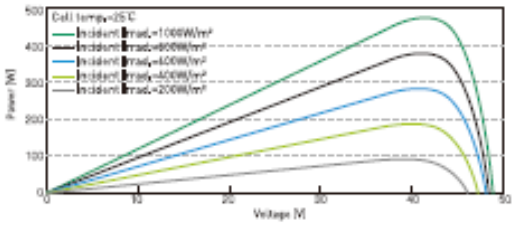
TEMPERATURE RATINGS

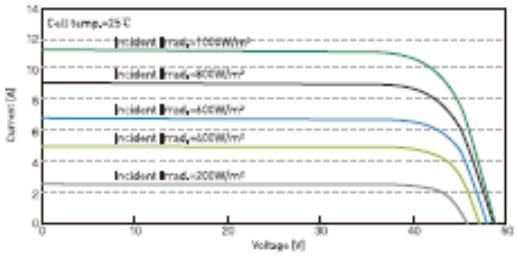
Voltage Temperature Coefficient	-0.30%/°C
Current Temperature Coefficient	+0.05%/°C
Power Temperature Coefficient	-0.38%/°C
Tolerance	0~+5w
NOCT	43±2°C

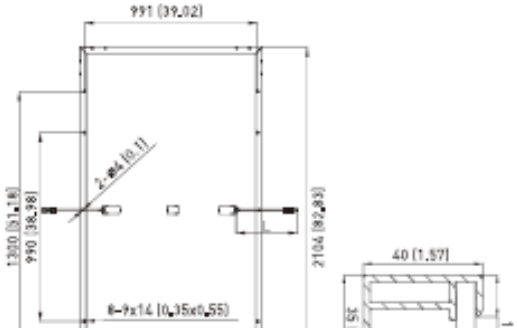
ABSOLUTE MAXIMUM RATING

Operating Temperature	From -40 to +85°C
Hail Diameter @ 80km/h	Up to 25mm
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Maximum Series Fuse Rating	20A
PV Module Classification	II
Module Fire Performance (UL 1703)	Type 4
Maximum System Voltage	DC 1500V/1000V

ELECTRICAL CHARACTERISTICS







ANEXO B – Catálogo Inversor 8000MTL-S.

Ficha de dados	7000MTL-S	8000MTL-S
Dados de entrada		
Máxima potência fotovoltaica recomendada (para o módulo STC)	9100W	10500W
Máxima tensão CC	550V	550V
Tensão de partida	100V	100V
Tensão nominal	360V	360V
Faixa de tensão de MPP	80-550V	80-550V
Número de MPPT	2	2
Número de strings fotovoltaicos por MPPT	2/1	2/1
Corrente máxima de entrada por MPPT	2*12.5A/12.5A	2*12.5A/12.5A
Máx. corrente de curto-circuito por MPPT	32A/16A	32A/16A
Categoria de sobretensão CC	Categoria II	Categoria II
Saída (CA)		
Potência nominal de saída CA	7kW	8.2kW
Potência aparente máxima de CA	7kVA	8.2kVA
Tensão nominal de saída (Faixa)	220V (180 ~ 280V)	220V(180~280V)
Frequência de rede CA (Faixa)	50/60Hz (44-55Hz; 54-65Hz)	50/60Hz (44-55Hz; 54-65Hz)
Corrente máxima de saída	33.5A	35.7A
Fator de potência (@potência nominal)	>0.99	>0.99
Fator de potência ajustável	0.8i-0.8c	0.8i-0.8c
THDI	<3%	<3%
Tipo de conexão da rede CA	Fase única	Fase única
Categoria de sobretensão CA	Categoria III	Categoria III
Eficiência		
Máxima eficiência	98.4%	98.4%
Eficiência europeia	97.9%	97.9%
Dispositivos de proteção		
Proteção de polaridade reversa de CC	sim	sim
Interruptor CC	sim	sim
Proteção sobretensão CC	Tipo III	Tipo III
Monitoramento de resistência de isolamento	sim	sim
Proteção de sobretensão CA	Tipo III	Tipo III
Proteção contra curto-circuito CA	sim	sim
Monitoramento de falta à terra	sim	sim
Monitoramento de grade	sim	sim
Proteção anti-ilhamento	sim	sim
Unidade de monitoramento de corrente residual	sim	sim
Dados Gerais		
Dimensões (L/A/P)	419/355/185mm	419/355/185mm
Peso	16.8 kg	16.8 kg
Faixa de temperatura operacional	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Emissão de ruído (típico)	≤ 25 dB(A)	≤ 25 dB(A)
Altitude	3000m	3000m
Auto-consumo à noite	<0.5W	<0.5W
Topologia	Sem transformador	Sem transformador
Resfriamento	Natural	Natural
Grau de proteção ambiental	IP65	IP65
Humidade relativa	0~100%	0~100%
Conexão CC	VP-D4/MC4(Opcional)	VP-D4/MC4(Opcional)
Conexão CA	Conector CA	Conector CA
Características		
Exibição	LCD+LED	LCD+LED
RS485/RS232	Integrado	Integrado
WIFI/GPRS/4G/LAN/ RF	Opcional	Opcional
Garantia: 5 anos / 10 anos	Sim /Opcional	Sim /Opcional
INMETRO,AS/NZS 4777.2,IEC62109-1,IEC62109-2		

ANEXO C – Catálogo Inversor MIN 6000TL-X.

Datasheet	MIN 2500TL-X	MIN 3000TL-X	MIN 3600TL-X	MIN 4200TL-X	MIN 4600TL-X	MIN 5000TL-X	MIN 6000TL-X
Input Data (DC)							
Max. recommended PV power (for module STC)	3500W	4200W	5040W	5880W	6440W	7000W	8100W
Max. DC voltage	500V	500V	550V	550V	550V	550V	550V
Start voltage	100V						
Nominal voltage	360V						
MPP voltage range	80V-500V	80V-500V	80V-550V	80V-550V	80V-550V	80V-550V	80V-550V
No. of MPP trackers	2						
No. of PV strings per MPP tracker	1						
Max. input current per MPP tracker	12.5A						
Max. short-circuit current per MPP tracker	16A						
Output data (AC)							
AC nominal power	2500W	3000W	600W	4200W	4600W	5000W	6000W
Max. AC apparent power	2500VA	3000VA	3600VA	4200VA	4600VA	5000VA	6000VA
Nominal AC voltage (range*)	230V (180-280V)						
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)						
Max. output current	11.3A	13.6A	16A	19A	20.9A	22.7A	27.2A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging						
THDI	<3%						
AC grid connection type	Single phase						
Efficiency							
Max.efficiency	98.2%	98.2%	98.2%	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%
European efficiency	97.1%	97.1%	97.2%	97.5%	97.5%	97.5%	97.5%
MPPT efficiency	99.9%						
Protection Devices							
DC reverse polarity protection	yes						
DC switch	yes						
AC/DC surge protection	Type II / Type II						
Insulation resistance monitoring	yes						
AC short-circuit protection	yes						
Ground fault monitoring	yes						
Grid monitoring	yes						
Anti-islanding protection	yes						
Residual-current monitoring unit	yes						
ARC I protection	Optional						
General Data							
Dimensions (W / H / D)	375/350/160mm						
Weight	10.8kg						
Operating temperature range	-25°C ... +60°C						
Noise emission (typical)	≤35 dB(A)						
Nighttime power consumption	< 1W						
Topology	Transformerless						
Cooling	Natural convection						
Protection degree	IP65						
Relative humidity	0-100%						
Altitude	4000m						
DC connection	H4/MC4(Optional)						
AC connection	Connector						
Display	OLED+LED/WIFI+APP						
Interfaces: RS485 / USB/WI-FI/ GPRS/ RF/LAN	Yes/Yes/Optional/Optional/Optional /Optional						
Warranty: 5 years / 10 years	Yes /Optional						
CE, IEC62109, VDE0126-1-1, AS4777, AS/NZS 3100, VDE-AR-N4105, CQC, IEC61683, IEC60068, IEC61727, EC62116, INMETRO							