

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE  
MINAS GERAIS - *CAMPUS* ITABIRITO  
ENGENHARIA ELÉTRICA

Thalyson Eduardo da Silva Alves

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA GERAÇÃO SOLAR  
FOTOVOLTAICA NO IFMG CAMPUS ITABIRITO**

Itabirito - MG  
2025

THALYSON EDUARDO DA SILVA ALVES

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA GERAÇÃO SOLAR  
FOTOVOLTAICA NO IFMG CAMPUS ITABIRITO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais - *Campus Itabirito* para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

**Orientador:** Prof. Dr. William Caires Silva Amorim

Itabirito - MG  
2025

## FICHA CATALOGRÁFICA

A474a Alves, Thalyson Eduardo da Silva  
2025

Análise técnica e econômica da geração solar fotovoltaica no IFMG  
Campus Itabirito / Thalyson Eduardo da Silva Alves. – 2025.

87 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica)  
– Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais –  
Campus Itabirito, 2025.

Orientador: Dr. William Caires Silva Amorim.

1. Energia solar. 2. Usina fotovoltaica. 3. Eficiência energética. I.  
Alves, Thalyson Eduardo da Silva. II. Instituto Federal de Educação,  
Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – Campus Itabirito. III. Título.

CDD 621.473

Elaborada pela Biblioteca Jarbas Nazareth de Souza – Instituto Federal de Educação,  
Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – Campus Itabirito

Bibliotecário Responsável: Veríssimo Amaral Matias – CRB-6/3266



**MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO**  
**SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA**  
**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE MINAS GERAIS**  
**Campus Itabirito**  
**Diretoria de Ensino**  
**Docentes do Campus Itabirito**  
Rua José Benedito, 139 - Bairro Santa Efigênia - CEP 35450-000 - Itabirito - MG  
- www.ifmg.edu.br

**ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**  
**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO IFMG**  
**CAMPUS ITABIRITO**

Thalyson Eduardo da Silva Alves

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia de Minas Gerais - Campus Itabirito para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

**Aprovado** em 24/10/2025 pela banca examinadora:

Prof. Dr. William Caires Silva Amorim (IFMG)  
**Orientador (presidente da banca avaliadora)**

Profa. Dra. Cláudia Rejane de Mesquita (IFMG)  
**Membro avaliador**

Prof. Dr. Diego Augusto Gonzaga (IFMG)  
**Membro avaliador**

Itabirito, 24 de outubro de 2025.



Documento assinado eletronicamente por **Cláudia Rejane de Mesquita, Professora**, em 24/10/2025, às 17:41, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **William Caires Silva Amorim, Professor**, em 24/10/2025, às 17:41, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Diego Augusto Gonzaga, Professor EBTT**, em 24/10/2025, às 18:27, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



A autenticidade do documento pode ser conferida no site <https://sei.ifmg.edu.br/consultadocs> informando o código verificador **2474226** e o código CRC **EEB439D5**.

---

---

23810.000532/2025-74

2474226v1

Dedico esta monografia, com todo o meu amor e gratidão, aos meus pais, que foram e sempre serão minha maior base, exemplo de força, sacrifício e dedicação incondicional. Aos meus irmãos, pela parceria e apoio de sempre. À minha namorada, pela compreensão e incentivo ao longo da caminhada. E, sobretudo, a Deus, fonte de sabedoria, fé e força em todos os momentos.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, minha eterna gratidão por me sustentar em cada passo desta caminhada, por me dar forças nos dias difíceis e iluminar meu caminho até aqui.

À minha família, especialmente aos meus pais e irmãos, e à minha namorada, dedico um agradecimento carregado de amor e emoção. Vocês foram meu alicerce, meu refúgio e minha inspiração. Nos momentos em que pensei em desistir, foram suas palavras, gestos e presença que me mantiveram firme. Esse trabalho carrega um pedaço de cada um de vocês.

Aos amigos, colegas e todos que caminharam ao meu lado ao longo dessa trajetória árdua e, ao mesmo tempo, tão valiosa, minha sincera gratidão. Cada conversa, cada gesto de apoio, cada incentivo fez a diferença.

Ao IFMG, por ser mais que uma instituição de ensino — um lugar de crescimento, descobertas e conquistas.

E, com especial carinho, ao meu orientador, por sua paciência, dedicação e orientação constante. Seu apoio foi essencial para transformar este trabalho em algo do qual me orgulho.

A todos que fizeram parte desta jornada, meu muito obrigado. Levo cada um de vocês comigo nesta conquista.

“Sua vida muda quando você muda. Não existe mudança verdadeira sem autorresponsabilidade.”

— Paulo Vieira

## RESUMO

Os sistemas fotovoltaicos vêm ganhando cada vez mais espaço no cotidiano da sociedade, pois representam uma alternativa sustentável e acessível para suprir a demanda crescente por energia elétrica. Além de contribuírem para a preservação do meio ambiente, diminuindo a emissão de poluentes, também proporcionam economia financeira e maior independência energética para instituições, empresas e famílias. Esse avanço reforça a importância da adoção de tecnologias limpas que impactam diretamente a qualidade de vida das pessoas e o futuro das próximas gerações. Este trabalho teve como objetivo analisar a usina solar fotovoltaica instalada no Instituto Federal de Minas Gerais – Campus Itabirito, por meio da avaliação do dimensionamento original do sistema e da proposição de melhorias com base em tecnologias mais modernas e eficientes. A pesquisa foi desenvolvida em duas etapas principais: uma revisão bibliográfica aprofundada e a simulação de quatro estudos de caso. Na primeira etapa, foram abordados temas como a diversificação da matriz energética brasileira, políticas públicas e regulamentações aplicáveis à geração distribuída, os fundamentos do efeito fotovoltaico, bem como a evolução tecnológica dos módulos solares das primeiras às terceiras gerações. Também foram descritas as arquiteturas de sistemas fotovoltaicos *on-grid*, *off-grid* e híbridos, além de conceitos sobre armazenamento em baterias e os critérios técnicos utilizados para o correto dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Na segunda etapa, foram simulados quatro cenários distintos com base em dados reais de consumo obtidos por meio das contas de energia do campus. Nos três primeiros cenários, foram modeladas configurações de sistemas fotovoltaicos correspondentes a diferentes períodos, considerando as tecnologias disponíveis atualmente. No quarto cenário, foi incluída a simulação de um banco de baterias, com o intuito de garantir o fornecimento de energia durante os períodos de aula em situações de falhas na rede. As análises revelaram que o sistema fotovoltaico instalado se tornou insuficiente após a expansão do campus, deixando de gerar créditos junto à concessionária e comprometendo sua eficiência. Entretanto, os demais estudos de caso apresentaram desempenho superior, demonstrando que, com a aplicação das tecnologias fotovoltaicas atuais, é possível alcançar maior eficiência energética, com tempo de retorno do investimento consideravelmente mais rápido e atrativo.

Diante desses resultados, foi proposto o redimensionamento completo do sistema solar fotovoltaico, com a substituição dos módulos por modelos mais eficientes e a implementação de um banco de baterias dimensionado para as necessidades atuais. A proposta visou assegurar maior autonomia energética, aumentar a confiabilidade do fornecimento e reduzir os custos com energia elétrica, contribuindo para a sustentabilidade e eficiência operacional da instituição.

**Palavras-chave:** energia solar; usina fotovoltaica; eficiência energética.

## ABSTRACT

Photovoltaic systems have been gaining increasing prominence in society, as they represent a sustainable and accessible alternative to meet the growing demand for electricity. In addition to contributing to environmental preservation by reducing pollutant emissions, they also provide financial savings and greater energy independence for institutions, companies, and households. This progress reinforces the importance of adopting clean technologies that directly impact people's quality of life and the future of the next generations.

This study aimed to analyze the photovoltaic power plant installed at the Federal Institute of Minas Gerais – Itabirito Campus, through the evaluation of the original system design and the proposal of improvements based on more modern and efficient technologies. The research was developed in two main stages: an in-depth literature review and the simulation of four case studies. In the first stage, topics such as the diversification of the Brazilian energy matrix, public policies and regulations related to distributed generation, the fundamentals of the photovoltaic effect, and the technological evolution of solar modules from first to third generation were addressed. Additionally, different photovoltaic system architectures (*on-grid*, *off-grid*, and hybrid) were described, as well as concepts of battery storage and technical criteria for the correct sizing of photovoltaic systems.

In the second stage, four different scenarios were simulated based on real consumption data obtained from the campus electricity bills. In the first three scenarios, system configurations corresponding to different periods were modeled, considering the technologies available today. In the fourth scenario, a battery bank simulation was included to ensure power supply during class hours in the event of grid failures. The analyses revealed that the installed photovoltaic system became insufficient after the campus expansion, ceasing to generate credits with the utility company and compromising its efficiency. On the other hand, the other case studies showed superior performance, demonstrating that with the application of current photovoltaic technologies it is possible to achieve higher energy efficiency and obtain a considerably faster and more attractive payback period.

Based on these results, a complete redesign of the photovoltaic system was proposed, including the replacement of modules with more efficient models and the implementation of a battery bank sized to meet current needs. The proposal aimed to ensure greater energy autonomy, increase supply reliability, and reduce electricity costs, thereby contributing to the institution's sustainability and operational efficiency.

**Keywords:** solar energy; photovoltaic system; energy efficiency.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira. . . . .	15
Figura 2 – Esquema ilustrativo do efeito fotovoltaico em uma célula solar . . . . .	22
Figura 3 – Painel solar de silício monocristalino. . . . .	23
Figura 4 – Célula de filme fino CIGS. . . . .	24
Figura 5 – Célula fotovoltaica de terceira geração. . . . .	25
Figura 6 – Esquema de operação de um sistema fotovoltaico On-grid. . . . .	26
Figura 7 – Esquema de operação de um sistema fotovoltaico Off-grid. . . . .	26
Figura 8 – Esquema de operação de um sistema fotovoltaico híbrido . . . . .	27
Figura 9 – Passo a passo: Identificação das siglas. . . . .	37
Figura 10 – Esquema aterramento funcional. . . . .	42
Figura 11 – Esquema aterramento para proteção. . . . .	43
Figura 12 – Fixação em telhado cerâmico. . . . .	44
Figura 13 – Fixação em telhado fibrocimento. . . . .	44
Figura 14 – Fixação em telhado trapezoidal. . . . .	45
Figura 15 – Fixação feita com sapatas de concreto. . . . .	45
Figura 16 – Fixação feita com bases metálicas. . . . .	46
Figura 17 – Garagem solar. . . . .	46
Figura 18 – Arranjos de placas fotovoltaicas – IFMG Campus Itabirito . . . . .	48
Figura 19 – Inversor – IFMG Campus Itabirito . . . . .	48
Figura 20 – Modulo fotovoltaico Canadian CS6-2-66TB . . . . .	53
Figura 21 – Inversor fotovoltaico Growatt 11000TL3-S . . . . .	54
Figura 22 – Inversor fotovoltaico trifásico Growatt 20000TL3-S . . . . .	59
Figura 23 – Inversor fotovoltaico trifásico Growatt 3000TL3-S . . . . .	59
Figura 24 – Painel solar policristalino Canadian CS6U-P da série MaxPower (V5.51P1) . . . . .	61
Figura 25 – Bateria 48MLS100 . . . . .	67
Figura 26 – Inversor híbrido Deye SUN-40K-SG01HP3-EU-BM4 . . . . .	70

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GWEC	Global Wind Energy Council
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IFMG	Instituto Federal de Minas Gerais
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
LCOE	Levelized Cost of Energy
MME	Ministério de Minas e Energia
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>14</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivos</b>	<b>16</b>
<i>1.1.1</i>	<i>Objetivo geral</i>	<i>16</i>
<i>1.1.2</i>	<i>Objetivos específicos</i>	<i>17</i>
<b>1.2</b>	<b>Justificativa</b>	<b>17</b>
<b>1.3</b>	<b>Organização do Texto</b>	<b>18</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>19</b>
<b>2.1</b>	<i>Diversificação da Matriz Energética Brasileira</i>	<i>19</i>
<b>2.2</b>	<i>Políticas Públicas e Marco Regulatório</i>	<i>20</i>
<b>2.3</b>	<b>Fundamentos do Efeito Fotovoltaico</b>	<b>21</b>
<b>2.4</b>	<b>Evolução Tecnológica das Células Fotovoltaicas</b>	<b>22</b>
<i>2.4.1</i>	<i>Primeira geração</i>	<i>22</i>
<i>2.4.2</i>	<i>Segunda geração</i>	<i>23</i>
<i>2.4.3</i>	<i>Terceira geração</i>	<i>24</i>
<b>2.5</b>	<b>Arquiteturas de Sistemas Fotovoltaicos</b>	<b>25</b>
<i>2.5.1</i>	<i>Sistema Fotovoltaico On-grid</i>	<i>25</i>
<i>2.5.2</i>	<i>Sistema Fotovoltaico Off-grid</i>	<i>26</i>
<i>2.5.3</i>	<i>Diagrama do Sistema Fotovoltaico Híbrido</i>	<i>27</i>
<i>2.5.4</i>	<i>Armazenamento em Baterias</i>	<i>28</i>
<i>2.5.5</i>	<i>Eficiência Operacional e Fatores de Perda</i>	<i>29</i>
<i>2.5.5.1</i>	<i>Temperatura</i>	<i>29</i>
<i>2.5.5.2</i>	<i>Sombreamento e Soiling (Acúmulo de sujeira sobre os módulos fotovoltaicos)</i>	<i>29</i>
<i>2.5.5.3</i>	<i>Mismatch (Descasamento) e Degradação</i>	<i>29</i>
<i>2.5.5.4</i>	<i>Inversor e Cabeamento</i>	<i>29</i>
<i>2.5.5.5</i>	<i>Ângulo de Incidência e Espectral</i>	<i>30</i>
<i>2.5.5.6</i>	<i>Uso de Trackers (Rastreadores Solares)</i>	<i>30</i>
<i>2.5.6</i>	<i>Análise do Ciclo de Vida (LCA) e Impactos Ambientais</i>	<i>30</i>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>31</b>
<b>3.1</b>	<b>Cálculo do Consumo Médio de Energia Elétrica</b>	<b>31</b>

3.1.1	<i>Cálculo da Potência Geração Necessária</i> . . . . .	33
3.1.2	<i>Dimensionamento do Inversor</i> . . . . .	33
3.1.3	<i>Dimensionamento do Banco de Baterias</i> . . . . .	35
3.1.4	<i>Dimensionamento de Proteção</i> . . . . .	41
3.1.5	<i>Tipos de Aterramento</i> . . . . .	42
3.1.6	<i>Estruturas de Fixação</i> . . . . .	43
3.1.6.1	Componentes Principais . . . . .	43
3.1.6.2	Fixação por Tipo de Telhado . . . . .	43
3.1.6.3	Instalação em Solo ou Laje . . . . .	45
3.1.7	<i>Cálculo do Payback</i> . . . . .	46
3.2	Estudo de caso 01 . . . . .	47
3.3	Estudo de caso 02 . . . . .	48
3.4	Estudo de caso 03 . . . . .	49
3.5	Estudo de caso 04 . . . . .	50
4	<b>RESULTADOS</b> . . . . .	<b>52</b>
4.1	Estudo de Caso 1 . . . . .	52
4.2	Estudo de Caso 2 . . . . .	57
4.3	Estudo de Caso 3 . . . . .	63
4.4	Estudo de Caso 4 . . . . .	67
4.5	Análise Comparativa dos Estudos de Caso . . . . .	71
5	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS</b> . . . . .	<b>73</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>75</b>
	<b>ANEXO A – DOCUMENTAÇÃO TÉCNICA</b> . . . . .	<b>80</b>

# 1 INTRODUÇÃO

A busca por soluções energéticas sustentáveis tornou-se uma prioridade no século XXI, impulsionada pela crescente preocupação com as mudanças climáticas, o esgotamento dos recursos fósseis e a pressão sobre os sistemas energéticos tradicionais (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2021). Diante desse cenário, fontes renováveis de energia vêm ganhando protagonismo nas agendas políticas, econômicas e ambientais de diversos países (REN21, 2023). Essas fontes promovem segurança energética, diversificam a matriz energética, diminuem os impactos ambientais além de promover autonomia para regiões remotas ou em desenvolvimento.

No Brasil, a elevada incidência solar em praticamente todo o território nacional posiciona o país entre os mais promissores do mundo para a geração de energia solar fotovoltaica (EPE, 2025). Regiões como o Nordeste e o Centro-Oeste recebem, em média, mais de 5,5 kWh/m<sup>2</sup>/dia de irradiação solar, o que favorece tecnicamente a implantação de sistemas com alta produtividade (CRESESB, 2025). A Tabela 1 apresenta irradiação solar média em todas as regiões do Brasil.

Tabela 1 – Irradiação Solar Média no Brasil por Região

<b>Região</b>	<b>Irradiação Solar média (kWh/m<sup>2</sup>/dia)</b>	<b>Considerações</b>
Nordeste	5,5	Maior incidência solar
Centro-Oeste	5,5	Alta irradiação solar, especialmente em áreas secas
Norte	5,2	Alta variabilidade, mas ainda elevado
Sudeste	4,8	Irradiação solar moderada, ainda favorável à geração fotovoltaica
Sul	4,5	Menor irradiação do país, mas ainda com potencial em áreas favoráveis

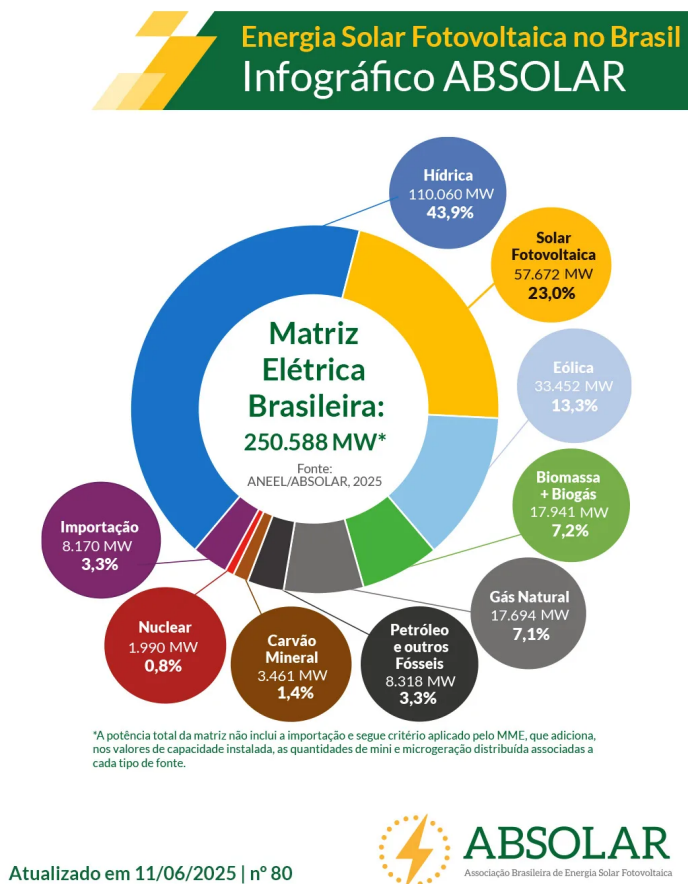
Fonte: Adaptado de CRESESB/INPE com apoio da ANEEL (2024).

Esse potencial vem sendo cada vez mais explorado, impulsionado pela evolução das tecnologias, pela redução de custos de módulos fotovoltaicos e inversores, e por um marco regulatório consolidado. A Resolução Normativa nº 482/2012, pioneira na regulação da microgeração distribuída, e a Lei nº 14.300/2022 — que entrou em vigor em 2022 — estabeleceram condições claras para conexão à rede, compensação de créditos e isenções fiscais (MME, 2025; ANEEL, 2025).

Como resultado, a energia solar fotovoltaica tornou-se acessível não apenas a grandes empreendimentos, mas também a consumidores residenciais, comércios e instituições públicas.

A capacidade instalada nacional ultrapassou 55 GW em 2025, conforme a Figura 1, consolidando o Brasil como um dos mercados que mais crescem no setor (ABSOLAR, 2025).

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira.



Fonte: Canal Solar (Freire, 2025).

Entre as tecnologias, a energia solar fotovoltaica destaca-se por sua abundância natural, viabilidade técnica e capacidade de ser implantada de forma modular e descentralizada (International Energy Agency, 2022). Tais características tornam a fonte fotovoltaica particularmente atrativa para aplicações residenciais, comerciais, industriais e institucionais, com alto potencial de replicação e escalabilidade em diferentes contextos socioeconômicos. A energia solar fotovoltaica consolidou-se como elemento-chave na transição para matrizes energéticas mais limpas e resilientes, oferecendo baixo impacto ambiental, elevada taxa de retorno energético e capacidade de geração descentralizada. Baseada na conversão direta da irradiação solar em corrente contínua (CC) por exemplo, por células de silício — semicondutores sensíveis ao comprimento de onda da luz — essa tecnologia permite suprir parcelas significativas da demanda elétrica sem emissões de poluentes locais. Ademais, a praticidade de instalação dos módulos fotovoltaicos viabiliza ampliações graduais e integração a sistemas híbridos, atraindo investimentos em grandes usinas e, especialmente, em microgeração distribuída (Luque; Hegedus, 2011).

A ampliação da participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira ganhou impulso especialmente após a crise hídrica de 2014–2015 (EPE, 2024), que expôs a vulnerabilidade da dependência de grandes hidrelétricas. A necessidade de despacho emergencial de termelétricas elevou os custos tarifários e acelerou os leilões de fontes alternativas, como solar e eólica, além do fortalecimento de programas como o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) (ANEEL, 2019; EPE, 2020; MME, 2022). Entre 2010 e 2025, a capacidade fotovoltaica instalada no Brasil saltou de 0,2 GW para mais de 55 GW, impulsionada também pela redução de custos dos módulos e equipamentos (ABSOLAR, 2025).

Entretanto, a simples implantação de módulos fotovoltaicos não garante a otimização econômica e financeira do sistema. Fatores como perfil de consumo, estrutura tarifária da distribuidora, sazonalidade da geração e custos de operação e manutenção afetam diretamente o *pay-back* e o grau de cobertura energética (Almeida; Costa, 2022). Em instituições de ensino, cujo consumo varia conforme calendário letivo e sazonalidades climáticas, torna-se fundamental um estudo detalhado de demanda — contemplando horários de pico, dias letivos versus recessos e consumo por setor (administrativo, salas de aula, laboratórios e áreas externas) — para adequar a capacidade fotovoltaica à realidade de uso.

Este trabalho propõe a análise comparativa do efeito da instalação de uma usina solar fotovoltaica no Instituto Federal de Minas Gerais - Campus Itabirito em cenários:

1. *Antes da instalação do sistema fotovoltaico*: levantamento de consumo mensal, tarifas vigentes e faturas históricas;
2. *Durante a operação inicial do sistema fotovoltaico*: avaliação da geração própria, cobertura de demanda e redução de custos após o comissionamento do sistema FV;
3. *Redimensionamento do sistema fotovoltaico*: Avaliação da expansão de cargas no campus, estimativa de déficit atual e dimensionamento de expansão (percentual de aumento de capacidade) para atingir metas de autossuficiência energética.
4. *Plano de Backup Energético para Situações de Falha da Rede*: Dimensionamento e integração com um banco de bateria, para o auxílio energético em momentos de falta.

Este estudo objetiva fornecer um guia prático para instituições educacionais planejarem, dimensionarem e otimizarem sistemas fotovoltaicos diante de cenários de demanda e tarifas variáveis.

## 1.1 Objetivos

### 1.1.1 Objetivo geral

O objetivo geral do trabalho é apresentar um estudo comparativo de custos, viabilidade técnica e desempenho de um sistema fotovoltaico instalado no IFMG Campus Itabirito, anali-

sando seu impacto energético e econômico em fases distintas: antes da implementação da usina fotovoltaica, após a instalação da usina, após o redimensionamento da usina fotovoltaica e integração com banco de baterias.

### **1.1.2 *Objetivos específicos***

- Analisar os dados de consumo elétrico da instituição com base nas faturas mensais dos últimos doze meses, identificando os padrões de demanda, as tarifas aplicadas e os custos associados;
- Avaliar o desempenho técnico do sistema fotovoltaico em operação, considerando a fração da demanda atendida, o volume de créditos energéticos gerados e o déficit de suprimento registrado;
- Estudar a viabilidade técnica e econômica da incorporação de um banco de baterias para fins de suprimento de carga.

## **1.2 Justificativa**

A crescente preocupação com os impactos ambientais decorrentes do uso intensivo de fontes de energia convencionais tem impulsionado, nos últimos anos, a busca por fontes de energias renováveis. Dentre essas alternativas, a energia solar fotovoltaica vem se destacando como uma solução viável e estratégica, oferecendo benefícios significativos tanto no aspecto ambiental quanto econômico. No contexto de instituições educacionais, a implementação de sistemas fotovoltaicos é uma oportunidade para reduzir os custos com energia elétrica, ao mesmo tempo em que contribui para a sustentabilidade e promove a conscientização ambiental entre alunos, professores e demais membros da comunidade acadêmica.

A escolha do IFMG Campus Itabirito como objeto deste estudo justifica-se pelo seu comprometimento com práticas sustentáveis e pela relevância de se avaliar soluções que contribuam para a eficiência energética no setor público e pela necessidade de otimizar os recursos financeiros da instituição. O presente trabalho propõe-se a realizar uma análise abrangente dos custos, da viabilidade técnica e do desempenho de um sistema fotovoltaico já instalado na instituição, considerando diferentes fases de implementação. Dessa forma, contribui-se para a disseminação de práticas sustentáveis e para o desenvolvimento de soluções técnicas e econômicas adequadas à realidade das escolas públicas brasileiras.

Este estudo se diferencia por analisar o sistema fotovoltaico em diferentes fases da sua concepção: antes da instalação, durante a operação inicial e em projeções futuras, permitindo uma visão completa do impacto energético e econômico para a instituição.

### 1.3 Organização do Texto

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos, de forma a guiar o leitor pelo desenvolvimento da pesquisa. O Capítulo 1 apresenta a introdução, contextualizando os sistemas fotovoltaicos, a matriz elétrica brasileira e a radiação solar média no Brasil, além de expor os objetivos gerais e específicos do estudo e a justificativa para sua realização. O Capítulo 2 traz a revisão bibliográfica, abordando a matriz elétrica nacional, políticas públicas e marco regulatório, os fundamentos do efeito fotovoltaico, a evolução tecnológica dos módulos solares, as arquiteturas de sistemas *on-grid*, *off-grid* e híbridos, bem como conceitos sobre armazenamento em baterias. No Capítulo 3, são descritos os procedimentos metodológicos, incluindo as fórmulas e critérios utilizados para o dimensionamento e análise dos sistemas fotovoltaicos. O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos, detalhando os quatro estudos de caso propostos e a aplicação das fórmulas e métodos definidos anteriormente. Por fim, o Capítulo 5 reúne as conclusões do trabalho, destacando o cenário mais adequado, as contribuições do estudo e sugestões para pesquisas futuras.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 *Diversificação da Matriz Energética Brasileira*

Desde a década de 1940, quando se intensificou o processo de industrialização, a matriz elétrica brasileira foi estruturada com base na vasta disponibilidade hídrica do território nacional, resultando em uma forte dependência da geração hidrelétrica ao longo do século XX (EPE, 2024). Ao longo de décadas, as grandes usinas hidrelétricas foram responsáveis por mais de 70% da capacidade instalada, sustentando uma das matrizes mais limpas do mundo (EPE, 2011). Entretanto, a concentração em uma única fonte renovável trouxe vulnerabilidades ao sistema, especialmente frente à variabilidade climática e à crescente demanda energética decorrente da industrialização e do aumento do consumo residencial (MME, 2022).

No decorrer dos anos, eventos climáticos extremos, como secas prolongadas, começaram a evidenciar os riscos associados à dependência de recursos hídricos (ANA, 2016). Ademais, o avanço tecnológico, a consolidação de políticas públicas voltadas à sustentabilidade e os compromissos assumidos pelo Brasil em fóruns internacionais de meio ambiente impulsionaram a necessidade de diversificação (Almeida; Costa, 2022). Nesse contexto, as fontes alternativas como a solar fotovoltaica, a eólica, a biomassa e as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) passaram a desempenhar papel crescente na expansão da oferta de energia elétrica, não apenas como solução complementar, mas como vetores centrais da transição energética brasileira (REN21, 2023; GWEC, 2023).

A severa crise hídrica de 2014–2015 reduziu os níveis dos reservatórios a patamares críticos (abaixo de 30% de armazenamento ativo) (Agência Brasil, 2014), forçando o despacho emergencial de termelétricas a gás natural e óleo diesel, elevando o custo médio da tarifa em cerca de 25% entre 2014 e 2018 (ANEEL, 2019; EPE, 2020). Em resposta, o país intensificou leilões de energia para fontes alternativas e fortaleceu o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), cuja capacidade instalada passou de 1,5 GW em 2010 para 8,3 GW em 2023, incluindo pequenos Aproveitamentos Hidrelétricos, biomassa, eólica e fotovoltaica (EPE, 2023; MME, 2022).

Entre 2010 e 2023, a participação das renováveis — excluindo grandes hidrelétricas — na matriz elétrica brasileira cresceu de aproximadamente 1% para cerca de 17% (EPE, 2023; REN21, 2023). Nesse período, a capacidade instalada eólica saltou de 1 GW para 22 GW (GWEC, 2023), enquanto a solar fotovoltaica passou de 0,2 GW para 31 GW (ABSOLAR, 2024). Segundo Almeida et al. (2022), a queda de 50% no custo dos módulos entre 2018 e 2023, aliada a reduções de 30% no equilíbrio do sistema, viabilizou um LCOE, *Levelized Cost of Energy* (Custo Nivelado de Energia) competitivo de cerca de US\$ 45/MWh. A regulamentação da tarifa branca e a Lei 14.300/2022 ampliaram a possibilidade de *net metering* (sistema que permite ao consumidor gerar sua própria energia e injetar o excedente na rede elétrica, recebendo créditos para abater em consumos futuros), para consumidores comerciais e industriais (Silva et al., 2021).

Em paralelo ao aumento das térmicas, o governo federal expandiu de forma significativa os leilões de energia para fontes alternativas. Os quatro primeiros leilões A-5 de fontes incentivadas (biomassa, eólica, solar e PCH) ocorreram entre 2013 e 2016 e resultaram em contratos de 6,2 GW de novas renováveis (MME, 2017). Posteriormente, os leilões A-3 de 2018–2022 adicionaram mais 12,4 GW (MME, 2023). Soma-se a isso o PROINFA, criado em 2002, cuja capacidade passou de 1,5 GW em 2010 para 8,3 GW em 2023, distribuídos entre PCHs (3,1 GW), biomassa (2,8 GW), eólicas (1,6 GW) e solares (0,8 GW) (EPE, 2023; MME, 2022).

Além dos grandes projetos, a geração distribuída também proliferou. A adoção do *net-metering*, regulamentada pela RN 482/2012 e robustecida pela Lei 14.300/2022, permitiu que residências, comércios e indústrias injetem excedentes na rede, acumulando 15 GW de capacidade instalada em micro e mini-geração até dezembro de 2023 (Silva *et al.*, 2021; ANEEL, 2022). Programas de financiamento como o BNDES Finem e linhas de crédito específicas para energia solar reduziram a taxa de investimento inicial de R\$ 5000/kWp (2015) para cerca de R\$ 3200/kWp em 2023 (BNDES, 2023).

Finalmente, a introdução da tarifa branca e dos sinais de preço do programa bandeiras tarifárias incentivou o deslocamento de consumo para horários de maior geração solar, potencializando a viabilidade econômica das instalações fotovoltaicas. Estudos recentes indicam que consumidores que adotam a tarifa branca e combinam Fotovoltaic (PV) com baterias podem reduzir o custo energético em até 35% em comparação ao perfil tarifário convencional (Cerqueira *et al.*, 2021; IBGE, 2022).

## 2.2 Políticas Públicas e Marco Regulatório

O arcabouço legal que regulamenta a geração distribuída no Brasil teve início com a Resolução Normativa ANEEL 482/2012, que instituiu o sistema de compensação de energia elétrica para micro (até 75 kW) e minigeração (até 5 MW) conectadas à rede de distribuição, definindo procedimentos simplificados de conexão e medição bidirecional (ANEEL, 2012; ANEEL, 2021). Em 2015, a RN 687/2015 elevou o teto de potência de microgeração distribuída de 75kW para 100 kW, em sistemas residenciais e comerciais e introduziu a modalidade de autoconsumo remoto, permitindo o uso de créditos em até quatro unidades consumidoras distintas (ANEEL, 2015; ANEEL, 2022). A RN 1059/2022 consolidou e aperfeiçoou essas regras, uniformizando prazos de atendimento (até 60 dias úteis) e exigências técnicas, além de ampliar a modalidade de geração compartilhada para cooperativas e condomínios (ANEEL, 2022).

A Lei nº 14.300/2022, conhecida como “Marco Legal da Geração Distribuída”, criou incentivos fiscais de âmbito federal: isenção de IPI, PIS/Pasep e Cofins sobre equipamentos fotovoltaicos, além de regime especial de importação com alíquota zero de II e redução temporária do ICMS em estados que aderirem o Convênio ICMS 16/2015 ou outros acordos firmados no âmbito do Confaz para incentivos à geração distribuída (MME, 2022; Secretaria da Fazenda de

Minas Gerais (SEFAZ-MG), 2021). Paralelamente, o BNDES lançou linhas de crédito via FINEM e BNDES Prosoft, com prazo de até 12 anos e carência de até 24 meses, reduzindo a taxa de financiamento para sistemas solares residenciais e pequenos comércios em até 70% do valor de mercado (BNDES, 2023; Confederação Nacional da Indústria (CNI), 2020).

Complementarmente, o Programa Bandeiras Tarifárias (implantado em 2015) e a regulamentação da Tarifa Branca (Resolução ANEEL707/2015) introduziram sinais de preço por horário de consumo, estimulando deslocamento da carga para períodos de maior geração solar e redução de custos sob bandeiras tarifárias mais onerosas (Cerqueira *et al.*, 2021; ANEEL, 2015). Estudos da EPE (2023) indicam que consumidores no grupo B (comercial e industrial) que adotam a Tarifa Branca associada a compensação fotovoltaica podem reduzir a conta em até 25% ao ano (EPE, 2023).

Em nível subnacional, diversos estados e municípios implementaram isenções de ICMS para energia gerada em sistemas FV, como Minas Gerais (isenção de até 10 anos para microgeração) e Paraná (dedução de base de cálculo do ICMS em 50%), além de programas de incentivo como o “Minha Casa Solar” em Santa Catarina (Governo de Minas Gerais, 2020), (Governo do Paraná, 2021), (Governo de Santa Catarina, 2022). Essas iniciativas estaduais somam-se ao selo PROCEL de Eficiência Energética e à certificação INMETRO de módulos e inversores, assegurando qualidade técnica e incentivando a expansão da geração distribuída de forma segura e economicamente viável (INMETRO, 2021; PROCEL, 2022).

Para avaliar adequadamente o potencial técnico e os desafios associados à implementação desses sistemas, é essencial compreender os princípios físicos que regem o efeito fotovoltaico, bem como a estrutura e o funcionamento dos principais componentes que compõem uma usina solar. A seguir, apresentam-se os fundamentos do efeito fotovoltaico que embasam tecnicamente o aproveitamento da energia solar em energia elétrica.

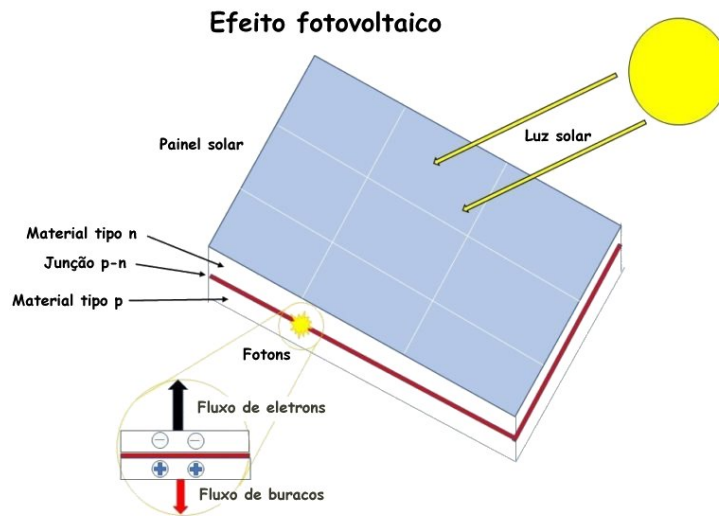
### 2.3 Fundamentos do Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez por Edmond Becquerel em 1839 e ganhou fundamentação teórica com o modelo de diodo único, amplamente adotado para descrever o comportamento elétrico de dispositivos fotovoltaicos (Luque; Hegedus, 2011; Razykov *et al.*, 2011).

Quando a radiação solar incide sobre um semicondutor, os fótons podem transferir sua energia para os elétrons do material. Se essa energia for suficiente para superar a barreira energética intrínseca do semicondutor, os elétrons são excitados da banda de valência para a banda de condução, criando pares elétron–lacuna. Em dispositivos com junção do tipo p–n, um campo elétrico interno atua para separar esses portadores de carga, direcionando os elétrons para a região n e as lacunas para a região p. Quando o circuito externo é fechado, essa separação gera um fluxo contínuo de corrente elétrica que pode ser aproveitado para alimentação de cargas,

conforme ilustrado na Figura 2.

Figura 2 – Esquema ilustrativo do efeito fotovoltaico em uma célula solar



Fonte: UFRGS (2024).

## 2.4 Evolução Tecnológica das Células Fotovoltaicas

A tecnologia das células fotovoltaicas (FV) evoluiu significativamente desde sua concepção, dividida em três principais gerações, com base nos materiais semicondutores utilizados, na eficiência energética e nos processos de fabricação empregados.

### 2.4.1 Primeira geração

As células de silício cristalino (mono e policristalino) mantêm-se dominantes no mercado fotovoltaico, respondendo por cerca de 95% da capacidade global instalada em 2023 (IEA Photovoltaic Power Systems Programme, 2023; Fraunhofer ISE, 2024). O silício monocristalino, produzido pelo método Czochralski, apresenta eficiências comerciais variando de 20% a 22%, devido à alta pureza do material e menor densidade de defeitos cristalinos. Já o policristalino, obtido por fusão direta em molde, atinge 16% a 18% em aplicação comercial, com custo de produção cerca de 10% inferior ao monocristalino (Green *et al.*, 2022; Zhao; Green, 2016). Nos últimos anos, tecnologias de célula passivada (PERC - Passivated Emitter and Rear Cell, ou Emissor e Contato Traseiro Passivado) e contato posterior (TOPCon - Tunnel Oxide Passivated Contact, ou Contato Passivado com Óxido de Túneis) elevaram a eficiência de módulos comerciais para 22–24%, e recordes de laboratório chegaram a 26% (Wang *et al.*, 2022; Schmidt *et al.*, 2021). As melhorias concentram-se na redução de recombinação de superfície e na otimização do contato elétrico. A Figura 3 apresenta um exemplo de uma placa fotovoltaica de primeira geração.

Figura 3 – Painel solar de silício monocristalino.



Fonte: Liberty Energia (2023).

### 2.4.2 Segunda geração

Os filmes finos surgiram como alternativa ao silício, através de deposição em substratos (vidro ou plástico) que consomem até 100 vezes menos material semiconductor. As principais tecnologias são silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe) e CIGS (cobre, índio, gálio, selênio). Comercialmente, as eficiências médias são de 9–12% para a-Si, 13–16% para CdTe e 14–16% para CIGS (Chirilă *et al.*, 2013; Powell *et al.*, 2015). CdTe conquistou cerca de 5% do mercado global devido ao baixo custo de fabricação e rápido retorno financeiro, apesar de preocupações ambientais com o cádmio (Fthenakis, 2018). CIGS, com maior potencial de eficiência (laboratório alcançou 23%), enfrenta desafios de escala e uniformidade no processo de deposição (Shah *et al.*, 2020). Filmes flexíveis de a-Si viabilizam aplicações em superfícies curvas e integradas a edifícios, mas sofrem queda de eficiência (*light-induced degradation*) de até 15% no primeiro ano de operação, a Figura 4 apresenta um exemplo de uma placa fotovoltaica de segunda geração.

Figura 4 – Célula de filme fino CIGS.

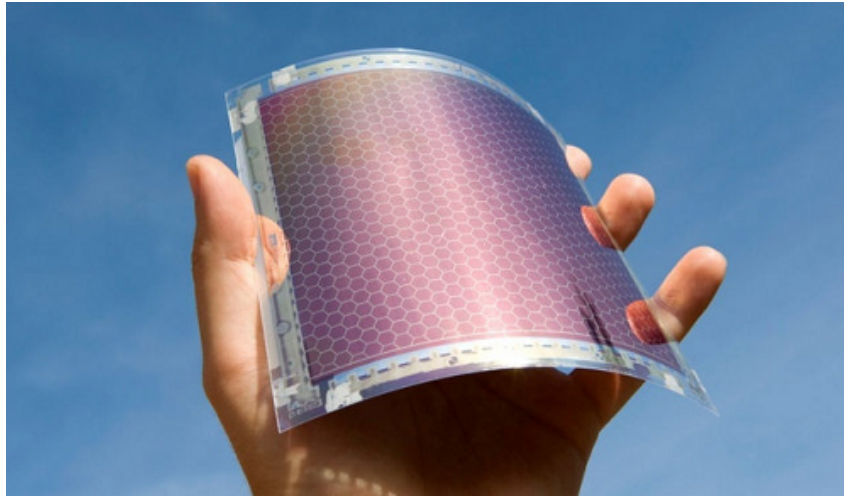


Fonte: Canal Solar (2020).

### 2.4.3 Terceira geração

A terceira geração reúne tecnologias de célula emergente com altas eficiências teóricas e métodos de fabricação inovadores. As perovskitas híbridas organometálicas atingiram 25,7% em laboratório e, em também com silício, superaram 30% de eficiência combinada (NREL, 2024; Snaith, 2018). Esses dispositivos apresentam excelente absorção de luz e facilidade de processamento a baixa temperatura, mas ainda enfrentam desafios de estabilidade frente à umidade e radiação UV, com degradação anual de 1–2% sem encapsulamento avançado (Park *et al.*, 2021). As heterojunções (HJT), que combinam silício cristalino e camadas extremamente finas de amorfo, alcançaram 26% em escala de célula e já estão chegando ao mercado *premium* com eficiências comerciais de 24% (Albrecht *et al.*, 2022). Células orgânicas e corantes (DSSC) oferecem flexibilidade mecânica e cores variadas, com eficiências comerciais de 7–10% e baixa pegada ambiental, mas têm vida útil limitada a 5-7 anos (Grätzel, 2014). Pesquisas em células de perovskita de camada dupla e perovskita-silício também continuam avançando, com protótipos alcançando 33% de eficiência teórica e prometendo custos reduzidos para usinas de grande escala até 2030 (Lee *et al.*, 2022; Martin A. Green and others, 2023), a Figura 5 apresenta um exemplo de uma célula fotovoltaica de terceira geração.

Figura 5 – Célula fotovoltaica de terceira geração.



Fonte: Liberty Energia (2023).

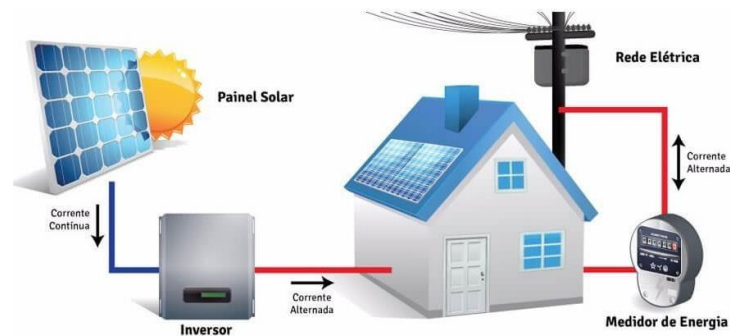
## 2.5 Arquiteturas de Sistemas Fotovoltaicos

Sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três grandes arquiteturas, de acordo com o grau de interação com a rede elétrica e a necessidade de armazenamento local. A escolha depende de fatores como disponibilidade de rede, perfil de consumo, objetivos de autonomia e custos financeiros.

### 2.5.1 Sistema Fotovoltaico *On-grid*

Nesta configuração, o inversor converte a corrente contínua (CC) gerada pelos painéis em corrente alternada (CA) sincronizada com a rede pública, permitindo injetar excedentes e gerar créditos via medição líquida (ANEEL, 2021). Os custos iniciais variam entre R\$ 2500 e R\$ 4000 por kWp instalado, com tempo de *payback* médio de 4–6 anos em sistemas comerciais (Melo *et al.*, 2020; Silva *et al.*, 2022). A operação é simplificada, pois não requer banco de baterias, e o sistema aproveita a confiabilidade da rede para suprir a demanda em períodos de baixa geração. Entretanto, em caso de falha de rede, a proteção anti-ilhamento desliga automaticamente o sistema, garantindo segurança ao pessoal de manutenção, mas deixando de gerar energia até o restabelecimento do serviço. A Figura 6 apresenta o funcionamento de um sistema *on-grid*, a energia solar é convertida em corrente contínua pelos módulos fotovoltaicos e, em seguida, transformada em corrente alternada por um inversor. Essa energia elétrica é utilizada na residência, o excedente da energia é injetado na rede elétrica, o medidor bidirecional registra o consumo e também a energia excedente.

Figura 6 – Esquema de operação de um sistema fotovoltaico On-grid.



Fonte: Mitratesh (2023).

### 2.5.2 Sistema Fotovoltaico *Off-grid*

Ideal para locais sem acesso à rede ou com fornecimento instável, o sistema *off-grid* combina PV, controlador de carga, banco de baterias e, muitas vezes, gerador de *backup* (diesel ou gás) para garantir autonomia (Moura *et al.*, 2019). O custo de armazenamento varia de R\$ 0,40 a R\$ 0,80 por kWh armazenado, com reposição de baterias a cada 5–10 anos. O dimensionamento exige cálculo de dias de autonomia (normalmente 2–3 dias) e taxa de descarga profunda DoD *Depth of Discharge* de até 80% para otimizar o ciclo de vida das baterias (Borges *et al.*, 2021). A complexidade operacional é elevada, pois requer manutenção periódica de baterias, equalização de carga e monitoramento avançado para evitar descarga completa e danos ao sistema. A Figura 7 apresenta o exemplo de um sistema *Off-grid*.

Figura 7 – Esquema de operação de um sistema fotovoltaico Off-grid.



Fonte: Neosolar (2025).

A Figura 7 ilustra os quatro blocos principais de um sistema fotovoltaico *off-grid*

1. **Painel fotovoltaico (1):** converte a radiação solar em energia elétrica na forma de corrente contínua (CC).

2. **Controlador de carga (2):** regula a tensão e a corrente provenientes dos painéis, protegendo o banco de baterias contra sobrecarga e descarga profunda, e otimizando o processo de carregamento.
3. **Banco de baterias (3):** armazena o excedente de energia gerado durante o dia, permitindo suprir a demanda em períodos sem insolação (noite ou dias nublados) e realizar arbitragem tarifária (Utilizar essa energia armazenada quando a tarifa da rede elétrica está mais cara).
4. **Inversor CC/CA (4):** converte a corrente contínua armazenada ou diretamente gerada em corrente alternada (CA), compatível com as cargas elétricas residenciais ou comerciais.

### 2.5.3 Diagrama do Sistema Fotovoltaico Híbrido

Os sistemas híbridos combinam a flexibilidade do *on-grid* com a autonomia do *off-grid*, integrando PV, baterias e inversor híbrido que gerencia dinamicamente a fonte de energia (rede, gerador e baterias) conforme os preços de eletricidade e a disponibilidade solar (Lopes; Silva, 2022; Costa *et al.*, 2023). Essa arquitetura possibilita arbitragem tarifária — armazenar energia durante bandeiras verdes e consumir ou injetar na rede em bandeiras vermelhas —, além de fornecer backup crítico em apagões (Cerqueira *et al.*, 2021). Os custos iniciais sobem para R\$ 5000–6000/kWp com banco de baterias, mas a redução de picos de demanda e a otimização do uso de créditos podem resultar em *payback* de 5–7 anos em indústrias e grandes comércios (J. SILVA AND OTHERS, 2022). A configuração pode ser AC-acoplada (baterias ligadas ao barramento AC) ou DC-acoplada (baterias no lado CC), cada uma com vantagens em eficiência e expansão futura, a Figura 8 apresenta o exemplo representativo de um sistema híbrido.

Figura 8 – Esquema de operação de um sistema fotovoltaico híbrido



Fonte: Oca Energia (2025).

## 2.5.4 Armazenamento em Baterias

O armazenamento em baterias é crucial para suavizar a intermitência da geração fotovoltaica e garantir fornecimento contínuo. As baterias de chumbo-ácido, como as do tipo VRLA *Valve Regulated Lead-Acid* - Bateria de chumbo-ácido regulada por válvula, AGM (Absorbent Glass Mat – Tapete de Vidro Absorvente) ou Gel, ainda são amplamente utilizadas por seu menor custo inicial. No entanto, possuem menor vida útil (500–1.200 ciclos), menor eficiência energética (em torno de 70–85%) e maior peso e volume. Além disso, apresentam menor profundidade de descarga e maior necessidade de manutenção, fatores que limitam sua aplicabilidade em sistemas com uso intensivo (Dunn *et al.*, 2011; Tarascon, 2020). Atualmente, as baterias de íon-lítio, especialmente as de fosfato de ferro-lítio (LFP), dominam o mercado estacionário devido à sua elevada estabilidade térmica, longa vida útil e menor risco de combustão em comparação com outras químicas de íons de lítio. Essas características tornam as LFP especialmente adequadas para aplicações em sistemas fotovoltaicos híbridos ou isolados, onde a confiabilidade e a segurança são prioritárias (Battery University, 2025), graças à excelente combinação de segurança, custo e ciclo de vida. Essas baterias apresentam:

- **Eficiência de ciclo** carga/descarga de 92–95% e perda de capacidade inferior a 0,5% por ano (BloombergNEF, 2025).
- **Vida útil** superior a 6000 ciclos até 80% de profundidade de descarga (DoD), com capacidade residual acima de 80% após esse período (BloombergNEF, 2025).
- **Custo** nivelado de armazenamento em torno de R\$ 400–600/kWh instalado, com tendência de queda de 5% ao ano (BloombergNEF, 2025).

Além das LFP, outras químicas e tecnologias vêm ganhando atenção:

**Fluxo redox (vanádio):** Utilizam eletrólitos em tanques externos que permitem separar energia (armazenada no eletrólito) e potência (relacionada ao tamanho da célula eletroquímica). Essa tecnologia oferece ciclo de vida superior a 15.000 ciclos e eficiência *round-trip* (eficiência do ciclo completo de carga e descarga) entre 75 – 85% (Tarascon, 2020; Dunn *et al.*, 2011). Apesar da baixa densidade energética (20–50 Wh/kg), apresentam robustez e longa durabilidade. O custo atual está entre aproximadamente R\$ 1.530,00 a R\$ 2.550,00 por kWh.

**Estado sólido:** Empregam eletrólitos cerâmicos ou poliméricos, eliminando líquido inflamável e aumentando a segurança. Prometem ganhos de densidade energética de 30 – 40% e tolerância a temperaturas de 20°C a 60°C, com vida útil estimada em 10000 ciclos (Manthiram, 2017; Liu *et al.*, 2023). Ainda em fase prototípica, devem chegar ao mercado comercial até 2028–2030.

Para integração a sistemas híbridos, considera-se também:

- **Taxa de C-rate** é uma medida usada para descrever a velocidade de carga ou descarga de uma bateria em relação à sua capacidade nominal e recomendada de 0,5 – 1C para maximizar a vida útil, evitando taxas altas que degradam a capacidade (Tarascon, 2020).
- **Gestão de temperatura da bateria** através de sistemas de resfriamento ativo/passivo, já que o desempenho das baterias cai 1–2% por °C acima de 25°C (King *et al.*, 2004).

## 2.5.5 Eficiência Operacional e Fatores de Perda

A eficiência global de um sistema fotovoltaico (PV) representa a razão entre a energia elétrica efetivamente fornecida e a energia solar incidente teoricamente disponível. Entretanto, a energia ideal não é alcançada na prática, devido às perdas, pois existem diversos fatores operacionais, ambientais e técnicos. As perdas ocorrem desde a incidência da radiação no módulo até a entrega da energia à carga ou à rede elétrica. A seguir, são apresentados os principais elementos que impactam negativamente a geração e reduzem o desempenho final do sistema.

### 2.5.5.1 Temperatura

A cada 1°C acima de 25°C, a potência de saída de células de silício cristalino cai em média 0,4% a 0,5%, devido ao aumento da recombinação interna. Em climas tropicais, as perdas por temperatura podem chegar a 10% anuais (King *et al.*, 2004; Skoplaki; Palyvos, 2009).

### 2.5.5.2 Sombreamento e *Soiling* (Acúmulo de sujeira sobre os módulos fotovoltaicos)

Sombras parciais de árvores ou estruturas podem reduzir a geração em até 30–40% se não houver by-pass diodos adequados que atuam em situações de sombreamento parcial do módulo fotovoltaico, permitindo o desvio da corrente elétrica das células afetadas. Dessa forma, evita o superaquecimento e reduz as perdas de potência no sistema. (Skoplaki; Palyvos, 2009). Deposição de poeira (*soiling*) ocasiona perdas de 5–15% ao mês em regiões áridas, mitigáveis com limpeza semestral (Pank *et al.*, 2020).

### 2.5.5.3 *Mismatch* (Descasamento) e Degradação

Variações de desempenho entre módulos — por tolerâncias de fabricação e sombreamento diferencial — geram perdas de 2–5% no sistema (Bermel *et al.*, 2018). A degradação gradual típica é de 0,5% ao ano para módulos silício cristalino (Jordan; Kurtz, 2013).

### 2.5.5.4 Inversor e Cabeamento

Inversores modernos apresentam eficiência média de 96–98% na conversão CC–CA. Perdas de cabeamento e conexões somam 1–3% adicionais (Villalva; Gazoli, 2009), dependendo

do comprimento e bitola dos condutores.

### 2.5.5.5 Ângulo de Incidência e Espectral

Desvios do ângulo ideal (normal ao módulo) provocam perdas de até 10% em invernos/primaveras de altas latitudes (Bosco *et al.*, 2013). *Mismatch* espectral entre condição de teste padrão (STC) e irradiação real pode reduzir em 2–4% a geração (Pank *et al.*, 2020).

### 2.5.5.6 Uso de *Trackers* (Rastreadores Solares)

A instalação de rastreadores solares de eixo único em latitudes tropicais (entre 10° e 25° S) pode elevar a produção anual de energia em aproximadamente 20 a 30%, ao permitir o acompanhamento mais preciso da trajetória solar (Martins *et al.*, 2007; Bosco *et al.*, 2013). Contudo, essa melhoria na geração acarreta um aumento no investimento inicial (CAPEX) da ordem de 10 a 15% e demanda manutenção mecânica periódica para garantir a operação eficiente do sistema.

## 2.5.6 Análise do Ciclo de Vida (LCA) e Impactos Ambientais

O *Life Cycle Assessment* (LCA) é uma ferramenta consolidada para quantificar fluxos de materiais, energia e emissões associadas a um sistema FV desde a extração de matérias-primas até o fim de vida (IEA-PVPS, Task 12, 2022; NREL, 2024). Estudos harmonizados da IEA-PVPS indicam que sistemas de silício cristalino apresentam emissões de Gases de efeito estufa (GEE) da ordem de 20–50g CO<sub>2</sub>-eq/kWh, com *energy payback time* (EPBT) entre 1,2 e 2,5 anos: Ramasamy *et al.* (2022) detalham quatro métricas-chave — CED (*Cumulative Energy Demand* - demanda energética acumulada), emissão de GEE, EPBT e *carbon payback time* (CPBT) — e mostram que o uso de LFP e reciclagem avançada tende a reduzir o CED em até 15% comparado aos valores de 2020.

Diante dos aspectos abordados na revisão bibliográfica, onde foi apresentada a configuração dos sistemas fotovoltaicos, seus componentes principais e suas variações tecnológicas, passa-se agora à etapa metodológica. Neste capítulo, serão apresentados os procedimentos e fórmulas adotados para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, considerando critérios técnicos de geração, armazenamento e proteção, de modo a garantir a eficiência e a segurança da instalação.

### 3 METODOLOGIA

O presente trabalho aplica uma abordagem, com foco na avaliação técnica e econômica de um sistema fotovoltaico instalado no IFMG Campus Itabirito. Um dos pilares que garante a eficiência, viabilidade técnica e econômica é o dimensionamento do sistema fotovoltaico de forma correta. Será abordado nesta seção o processo de cálculo e análise técnica utilizado na solução do estudo de caso. O dimensionamento abrange etapas fundamentais, como a determinação da geração necessária, potência da usina fotovoltaica, capacidade do banco de baterias quando aplicado, a escolha adequada das placas fotovoltaicas e do inversor fotovoltaico. Logo, nesta seção, serão apresentadas as equações fundamentais que orientam esses cálculos, acompanhadas de explicações sobre suas aplicações.

O objetivo é demonstrar de forma teórica como as decisões foram fundamentadas e garantir que o sistema projetado atenda às demandas energéticas do instituto. Esse é um ponto crucial, que visa à confirmação da viabilidade do sistema como uma solução sustentável e econômica para o instituto. O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi realizado considerando as particularidades das demandas energéticas do instituto, como o consumo médio mensal, os horários de pico de utilização e a necessidade de autonomia energética quando aplicado; sendo assim, em casos de interrupção do fornecimento pela concessionária, aciona-se o banco de baterias.

Este desenvolvimento foi fundamentado em normas técnicas, literatura especializada e estudos de caso que sustentam as metodologias adotadas. A potência total do sistema foi determinada com base nos dados do histórico de consumo da unidade, considerando um período de 12 meses, conforme informações fornecidas pela CEMIG nas contas de energia elétrica, conforme recomendação da norma técnica NBR 16274:2023 (ABNT, 2023).

#### 3.1 Cálculo do Consumo Médio de Energia Elétrica

Para unidades consumidoras classificadas no Grupo A4, a fatura de energia elétrica apresenta os consumos segregados entre Horário de Ponta (HP) e Horário Fora de Ponta (HFP). Dessa forma, o cálculo do consumo médio deve ser realizado separadamente para cada faixa horária, com base nos valores mensais registrados ao longo dos últimos 12 meses.

O consumo médio mensal no Horário de Ponta (HP) é obtido através da Equação 3.1:

$$C_{\text{mês}}^{\text{HP}} = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} C_i^{\text{HP}} \quad (3.1)$$

Onde:

- $C_{\text{mês}}^{\text{HP}}$ : Consumo médio mensal no Horário de Ponta (kWh/mês);
- $C_i^{\text{HP}}$ : Consumo total no mês  $i$  no Horário de Ponta (kWh);

De forma análoga, o consumo médio mensal no Horário Fora de Ponta (HFP) obtido através da Equação 3.2:

$$C_{\text{mês}}^{\text{HFP}} = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} C_i^{\text{HFP}} \quad (3.2)$$

Onde:

- $C_{\text{mês}}^{\text{HFP}}$ : Consumo médio mensal no Horário Fora de Ponta (kWh/mês);
- $C_i^{\text{HFP}}$ : Consumo total no mês  $i$  no Horário Fora de Ponta (kWh).

Esses valores médios mensais são utilizados para estimar o perfil de consumo energético da unidade, servindo como base para análises comparativas, dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e simulações de viabilidade.

Além disso, para consumidores que estão sujeitos a tarifas diferenciadas por faixa horária, é necessário ponderar os consumos de forma a refletir o impacto financeiro de cada período. Para isso, utiliza-se o fator de ajuste tarifário, que tem como objetivo equiparar a energia consumida no Horário de Ponta ao seu custo relativo frente à energia consumida no Horário Fora de Ponta. A Equação que define esse fator é apresentada a seguir:

$$Fator\ de\ Ajuste = \frac{TE_{\text{ponta}}}{TE_{\text{fora-ponta}}} \quad (3.3)$$

Onde:

- *Fator de Ajuste*: Fator de ajuste tarifário;
- $TE_{\text{ponta}}$ : Tarifa de energia no horário de ponta (R\$/MWh);
- $TE_{\text{fora-ponta}}$ : Tarifa de energia fora do horário de ponta (R\$/MWh).

Com o fator de ajuste definido, pode-se calcular a necessidade de energia ajustada — isto é, a quantidade de energia que o sistema fotovoltaico deve compensar mensalmente, levando em consideração o maior custo da energia no horário de ponta. Essa necessidade ajustada é dada pela Equação 3.4:

$$Necessidade_{\text{kWh}} = C_{\text{mês}}^{\text{HFP}} + Fator\ de\ Ajuste \times C_{\text{mês}}^{\text{HP}} \quad (3.4)$$

Onde:

- $Necessidade_{\text{kWh}}$ : Consumo mensal ajustado total (kWh/mês);

- $C_{\text{mês}}^{\text{HFP}}$ : Consumo médio mensal no Horário Fora de Ponta (kWh/mês);
- $C_{\text{mês}}^{\text{HP}}$ : Consumo médio mensal no Horário de Ponta (kWh/mês);
- *Fator de Ajuste*: Fator de ajuste tarifário.

Esse procedimento assegura maior precisão na estimativa da demanda energética compensável, além de viabilizar análises mais coerentes com a realidade tarifária do consumidor analisado.

### 3.1.1 Cálculo da Potência Geração Necessária

A estimativa da energia média gerada por dia ( $W_{\text{arranjo}}$ ) pelo sistema fotovoltaico pode ser calculada de acordo com a Equação 3.5:

$$W_{\text{arranjo}} = N \cdot \text{Irradiância} \cdot A \cdot \varepsilon \cdot \varphi \quad (3.5)$$

Onde:

- $N$  – Número de módulos fotovoltaicos;
- Irradiância – Valor médio diário de irradiância solar global no plano dos módulos, em  $\text{kW}/(\text{m}^2 \cdot \text{dia})$ , para um determinado local;
- $A$  – Área de cada módulo fotovoltaico, em  $\text{m}^2$ ;
- $\varepsilon$  – Eficiência do módulo fotovoltaico (adimensional);
- $\varphi$  – Eficiência global do sistema, considerando perdas (tipicamente em torno de 80% (CRESESB, 2014)).

### 3.1.2 Dimensionamento do Inversor

De acordo com Pereira e Callegari (2021), o dimensionamento do inversor híbrido é realizado de acordo com três critérios para melhor entendimento:

#### 1º Critério – Potência

O dimensionamento da potência do inversor deve considerar a potência nominal do arranjo fotovoltaico conectado a cada equipamento. A potência nominal do arranjo ( $P_{\text{arranjo}}$ ) não deve superar à potência máxima suportada ( $P_{\text{inv}}^{\text{max}}$ ). De modo geral, a potência máxima admissível por um inversor situa-se entre 110% e 115% de sua potência nominal ( $P_{\text{inv}}$ ). Assim, o critério técnico de dimensionamento é expresso conforme a Equação 3.6:

$$P_{\text{inv}}^{\text{max}} > P_{\text{arranjo}} \quad (3.6)$$

Onde:

- $P_{\text{inv}}^{\text{max}}$ : Potência máxima do lado CC suportada pelo inversor (kW);
- $P_{\text{arranjo}}$ : Potência nominal total do arranjo fotovoltaico conectado ao inversor (kWp);

O não atendimento a essa condição pode ocasionar a atuação do mecanismo de limitação de potência do inversor, conhecido como *power clipping*, especialmente em períodos de alta irradiação solar. Esse fenômeno reduz a energia efetivamente injetada na rede elétrica, comprometendo o desempenho energético e econômico do sistema fotovoltaico.

## 2º Critério – Corrente

Deve-se comparar a corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico ( $I_{SC}$ ) com a corrente contínua máxima admitida pelo inversor ( $I_{\text{inv,max}}$ ).

Considerando que a corrente de curto-circuito é obtida sob Condições Padrão de Teste (STC: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C), recomenda-se adotar uma margem de segurança de 10%, conforme a Equação 3.7:

$$I_{\text{inv}}^{\text{max}} > 1,1 \times I_{SC} \quad (3.7)$$

Onde:

- $I_{\text{inv}}^{\text{max}}$ : Corrente máxima de entrada suportada pelo inversor (A);
- $I_{SC}$ : Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico (A);

Essa margem é necessária, pois, em determinadas regiões do Brasil, a irradiância pode superar os 1000 W/m<sup>2</sup>.

## 3º Critério – Tensão

A tensão contínua máxima suportada pelo inversor deve ser maior que 120% da soma das tensões de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) dos módulos conectados em série, conforme a Equação 3.8:

$$V_{\text{inv}}^{\text{max}} > 1,2 \times N \times V_{OC} \quad (3.8)$$

Onde:

- $V_{inv}^{max}$ : Tensão máxima de entrada suportada pelo inversor (V);
- $N$ : Número de módulos fotovoltaicos conectados em série;
- $V_{OC}$ : Tensão de circuito aberto de um módulo fotovoltaico (V).

Essa precaução evita que a tensão do arranjo ultrapasse os limites do inversor em condições de temperaturas mais baixas, que elevam a tensão dos módulos.

### Outras variáveis

Além dos critérios elétricos, outros aspectos devem ser considerados na escolha do inversor fotovoltaico:

- Quantidade de MPPTs (*Maximum Power Point Trackers*, Rastreadores do Ponto de Máxima Potência) disponíveis;
- Presença de assistência técnica no Brasil;
- Faixa de temperatura de operação do equipamento;
- Necessidade ou não de transformador para adequação da tensão (220 V / 380 V).

### 3.1.3 Dimensionamento do Banco de Baterias

Conforme Pereira e Callegari (2021), o processo de dimensionamento de um banco de baterias é considerado crítico, com a finalidade de assegurar a autonomia energética em períodos sem irradiação solar ou diante de falhas na rede da concessionária. Ao dimensionar um banco de baterias, existem vários objetivos a se cumprir, sendo:

- Realizar o levantamento detalhado das cargas a serem alimentadas pelo banco de baterias, identificando seus respectivos perfis de consumo;
- Determinar a quantidade de baterias em série e em paralelo;
- Respeitar as condições de energia e potência necessárias ao sistema;
- Garantir a autonomia e as condições nominais do sistema;
- Selecionar a tecnologia das baterias a ser utilizada no sistema;
- Levantar as informações técnicas e a faixa de operação das baterias;
- Estimar a potência total demandada e a corrente nominal do sistema;
- Estimar o tempo de autonomia desejado;

Para um dimensionamento correto do banco de baterias, divide-se em 9 passos a serem realizados.

### 1º Passo - Cálculo da Capacidade (Ah)

As baterias de chumbo-ácido apresentam variação significativa na capacidade nominal ( $Ah$ ) de acordo com a taxa de descarga, representada por expressões como C5, C10 ou C20. A notação  $C_n$  indica o tempo (em horas) ao longo do qual a bateria é descarregada.

Essa variação ocorre porque a química das baterias de chumbo-ácido não consegue manter o mesmo desempenho em diferentes regimes de descarga. Quanto maior a corrente solicitada, menor será a eficiência e, conseqüentemente, menor será a capacidade entregue até o limite de tensão mínima permitido.

Por outro lado, as baterias de íon-lítio, como as de tecnologia  $LiFePO_4$ , apresentam um comportamento muito mais estável em relação à taxa de descarga. Isso ocorre devido à presença do BMS (*Battery Management System*), um sistema de gerenciamento eletrônico que monitora e controla variáveis como tensão, corrente, temperatura e estado de carga, ou seja, a porcentagem de energia armazenada em relação à capacidade máxima da bateria naquele momento ( $SoC$  - *State of Charge*). O BMS assegura o equilíbrio entre as células e protege a bateria contra condições adversas, como sobrecarga, descarga profunda e superaquecimento.

Dessa forma, nas baterias de íon-lítio, o valor nominal de capacidade fornecido pelo fabricante pode ser utilizado diretamente nos cálculos do projeto, sem necessidade de correções com base na taxa de descarga. Essa característica simplifica o dimensionamento e garante maior previsibilidade no desempenho do sistema de armazenamento de energia.

Para determinar a capacidade da bateria (em ampere-hora) correspondente ao tempo de autonomia desejado, caso o valor não esteja no *datasheet*, utiliza-se uma aproximação por meio de regressão linear em baterias de chumbo-ácido, com base em dois pontos conhecidos extraídos do *datasheet* do fabricante. A Figura 9 mostra o passo a passo para localizar os dados necessários para a resolução da fórmula 3.9.

- Definido como:

$$Ah = Y_B = X_B \left( \frac{Y_C - Y_A}{X_C - X_A} \right) + \left( \frac{X_C \cdot Y_A - X_A \cdot Y_C}{X_C - X_A} \right) \quad (3.9)$$

Onde:

- $Ah$ : Capacidade da bateria estimada (em ampère-hora);
- $X_B$ : Tempo de descarga desejado (em horas);

- $X_A, X_C$ : Tempos de descarga conhecidos (em horas), extraídos do datasheet;
- $Y_A, Y_C$ : Capacidades correspondentes aos tempos  $X_A$  e  $X_C$ , extraídas do datasheet (em Ah).

Figura 9 – Passo a passo: Identificação das siglas.

$X_A$	C10	C20	$X_C$
$Y_A$	24	26	$Y_C$

**C15?**  
 $X_B$

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Essa regressão linear permite estimar a capacidade da bateria para um tempo de autonomia que não está diretamente tabelado no *datasheet*.

## 2º Passo - Cálculo da Corrente Máxima

A corrente máxima fornecida pelo banco de baterias é definida como a maior corrente de descarga que pode ser disponibilizada pelas fileiras de baterias conectadas em paralelo, considerando a capacidade total do banco e o tempo de autonomia especificado.

- Definido como:

$$I_e = \frac{Ah}{Aut} \quad (3.10)$$

Onde:

- $I_e$ : Corrente de descarga esperada (em amperes);
- $Ah$ : Capacidade do banco de baterias (em ampere-hora);
- $Aut_A$ : Autonomia desejada (em horas).

### 3º Passo - Baterias em série

A determinação da quantidade de baterias a serem conectadas em série é baseada na tensão mínima requerida pelo sistema, em relação à tensão mínima fornecida individualmente por cada bateria. Essa relação garante que o banco de baterias atenda à exigência de tensão do sistema sob condições mínimas de operação; entretanto, o número de baterias resultante desse cálculo pode não ser inteiro. Adota-se o arredondamento para o número inteiro imediatamente superior, de forma a assegurar que a tensão total do banco seja igual ou superior à mínima necessária. Esse procedimento evita que variações operacionais ou quedas de tensão impeçam o funcionamento adequado do sistema, especialmente durante descargas profundas ou em condições de alta demanda.

- Definido como:

$$N_s = \frac{V_{c,\min}}{V_{bat,\min}} \quad (3.11)$$

Onde:

- $N_s$ : Número de baterias em série;
- $V_{c,\min}$ : Tensão mínima requerida pelo sistema (em volts);
- $V_{bat,\min}$ : Tensão mínima fornecida por cada bateria (em volts).

### 4º Passo - Tensão Máxima do Banco de Baterias

A tensão do banco de baterias no instante em que a carga é alimentada corresponde à tensão máxima fornecida pelo conjunto de baterias conectadas em série. Esse valor é obtido considerando a tensão de flutuação de cada unidade, que representa a tensão característica durante o estado de carga plena.

- Definido como:

$$V_{bb,\max} = N_s \cdot V_{bat,flu} \quad (3.12)$$

Onde:

- $V_{bb,\max}$ : Tensão máxima do banco de baterias (em volts);
- $N_s$ : Número de baterias conectadas em série;
- $V_{bat,flu}$ : Tensão de flutuação de cada bateria (em volts).

### 5º Passo- Tensão Mínima do Banco de Baterias

Para evitar descargas profundas que possam reduzir significativamente a vida útil do banco de baterias ou causar danos irreversíveis, estabelece-se um limite mínimo de tensão. Abaixo desse valor, a alimentação da carga deve ser automaticamente interrompida a fim de preservar a integridade do sistema de armazenamento.

- Definido como:

$$V_{bb,\min} = N_s \cdot V_{bat,\min} \quad (3.13)$$

Onde:

- $V_{bb,\min}$ : Tensão mínima admissível do banco de baterias (em volts);
- $N_s$ : Número de baterias em série;
- $V_{bat,\min}$ : Tensão mínima de descarga de cada bateria (em volts).

Quando a tensão do banco atingir esse valor mínimo, a alimentação da carga deve ser interrompida automaticamente para evitar a descarga profunda.

### 6º Passo - Corrente média solicitada pela carga

A corrente média solicitada pela carga ao banco de baterias durante o processo de descarga pode ser estimada com base na potência nominal da carga e na média aritmética entre os valores máximo e mínimo da tensão do banco. Essa abordagem permite obter uma estimativa realista da corrente de operação, considerando a variação natural da tensão ao longo do tempo de descarga.

- Definido como:

$$I_{c,m} = \frac{P_n}{\frac{V_{bb,\max} + V_{bb,\min}}{2}} \quad (3.14)$$

Onde:

- $I_{c,m}$ : Corrente média solicitada pela carga (em amperes);
- $P_n$ : Potência nominal da carga (em watts);
- $V_{bb,\max}$ : Tensão máxima do banco de baterias (em volts);
- $V_{bb,\min}$ : Tensão mínima do banco de baterias (em volts).

### 7º Passo - Quantidade de Fileiras em Paralelo

A quantidade de fileiras de baterias que devem ser conectadas em paralelo é determinada de forma a garantir que o banco de baterias seja capaz de suprir a corrente exigida pela carga durante o processo de descarga. Essa configuração assegura que a corrente solicitada seja adequadamente distribuída entre os ramais, evitando sobrecarga em cada fileira individual. Entretanto, quando o resultado do dimensionamento não for um número inteiro, adota-se o arredondamento para o número inteiro superior, a fim de garantir que a capacidade total do banco de baterias seja suficiente para atender à demanda de corrente e à autonomia prevista. Esse procedimento contribui para a segurança operacional do sistema e prolonga a vida útil das baterias ao evitar que cada fileira opere no limite de sua capacidade nominal.

- Definido como:

$$N_p = \frac{I_{c,m}}{I_e} \quad (3.15)$$

Onde:

- $N_p$ : Número de fileiras (ou ramais) de baterias em paralelo;
- $I_{c,m}$ : Corrente média solicitada pela carga (em ampères);
- $I_e$ : Corrente máxima de descarga por fileira de baterias (em ampères).

### 8º Passo - Corrente média solicitada a cada fileira

Durante o processo de descarga, a corrente média que circula por cada fileira de baterias é determinada pela divisão da corrente total solicitada pela carga pelo número de fileiras conectadas em paralelo. Esse cálculo é fundamental para garantir que a corrente seja uniformemente distribuída entre os ramais, respeitando os limites operacionais de cada conjunto de baterias.

- Definido como:

$$I_{p,m} = \frac{I_{c,m}}{N_p} \quad (3.16)$$

Onde:

- $I_{p,m}$ : Corrente média por fileira de baterias (em amperes);
- $I_{c,m}$ : Corrente média solicitada pela carga (em amperes);
- $N_p$ : Número de fileiras de baterias em paralelo.

### 9º Passo - Capacidade de ampliação da carga

A capacidade adicional de potência representa a quantidade de carga (em watts) que pode ser adicionada à potência nominal da carga atual sem a necessidade de alterar a configuração do banco de baterias. Esse valor considera a corrente máxima que o banco pode fornecer e a tensão mínima de operação.

- Definido como:

$$Cap = (I_e \cdot N_p - I_{c,m}) \cdot V_{bb,\min} \quad (3.17)$$

Onde:

- $Cap$ : Capacidade adicional de potência (em watts);
- $I_e$ : Corrente máxima de descarga por fileira (em ampères);
- $N_p$ : Número de fileiras em paralelo;
- $I_{c,m}$ : Corrente média solicitada pela carga (em ampères);
- $V_{bb,\min}$ : Tensão mínima do banco de baterias (em volts).

Após a apresentação dos critérios e métodos utilizados para o dimensionamento dos componentes de um sistema de energia fotovoltaico, o presente trabalho aborda a aplicação dos conceitos em três etapas distintas do sistema de energia fotovoltaico do IFMG campus Itabirito. Essas etapas estabelecem que os estudos de caso visam compreender a evolução, o desempenho e as perspectivas de expansão da usina; cada etapa do estudo abrange a situação da usina fotovoltaica em um momento, conforme apresentado nas próximas 3 subseções.

#### 3.1.4 Dimensionamento de Proteção

De acordo com o *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos* (CRESESB, 2014), para sistemas fotovoltaicos deve-se considerar em especial as correntes de curto-circuito dos módulos e as normas técnicas aplicáveis, como a NBR 5410, para um dimensionamento correto.

- Os dispositivos de proteção contra sobrecorrente (fusíveis ou disjuntores) devem ser dimensionados com base na **corrente máxima esperada nas strings**, com fator de segurança de pelo menos **1,25**.
- A **tensão máxima do sistema** deve ser considerada para escolha dos dispositivos, levando em conta as condições mais desfavoráveis de temperatura ambiente (que aumentam a tensão de circuito aberto dos módulos).

- É recomendada a instalação de **seccionadores independentes** por *string* ou conjunto de strings, para facilitar a manutenção e garantir segurança.
- Os cabos devem ser protegidos de acordo com a capacidade de condução e modo de instalação.

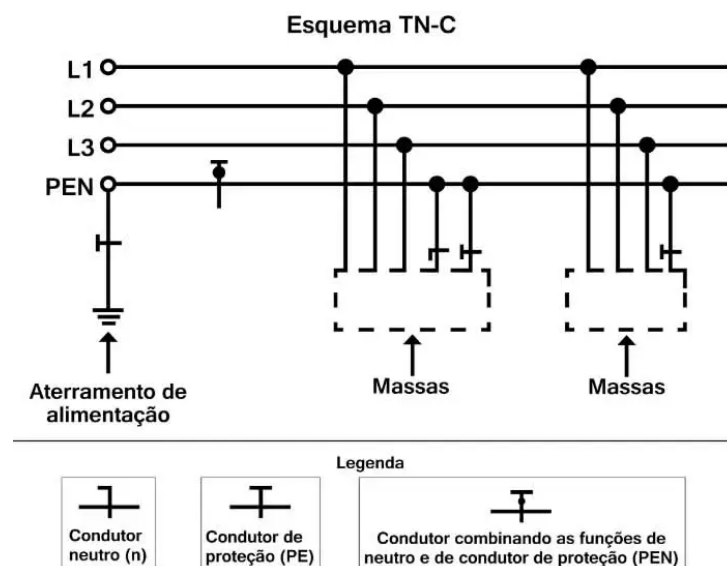
Além disso, é necessário garantir a coordenação entre os dispositivos de proteção e os condutores, assegurando o desligamento adequado em caso de falhas. Recomenda-se também verificar as exigências da concessionária de energia local quanto à proteção de interface com a rede.

### 3.1.5 Tipos de Aterramento

De acordo com a (NBR16690, 2019), os sistemas fotovoltaicos podem contar com dois tipos principais de aterramento:

- **Aterramento funcional:** é caracterizado pela conexão intencional de um condutor do arranjo fotovoltaico à terra com o objetivo de garantir o correto funcionamento do sistema. Esse tipo de aterramento não está relacionado à segurança elétrica, e sim à operação do sistema. Dessa forma, não é considerado um arranjo fotovoltaico aterrado do ponto de vista da proteção, conforme ilustrado na figura 10.

Figura 10 – Esquema aterramento funcional.

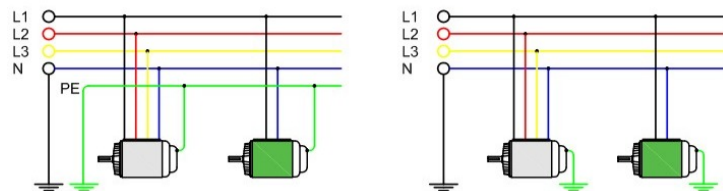


Fonte: EngeHall (2025).

- **Aterramento para proteção:** tem como objetivo a segurança de pessoas e equipamentos. Neste caso, a norma recomenda o uso do sistema de aterramento do tipo TT, que é amplamente utilizado por garantir maior segurança elétrica. Os sistemas TN-C e TN-S também

podem ser adotados para assegurar o funcionamento dos equipamentos, mas não oferecem o mesmo nível de proteção contra falhas elétricas, conforme ilustrado na Figura 11.

Figura 11 – Esquema aterramento para proteção.



Fonte: Ecori energia solar(2025).

A norma também destaca a importância de se analisar cuidadosamente o local da instalação do sistema de aterramento, visto que essa etapa pode impactar diretamente os custos totais do projeto. Um exemplo comum utilizado por profissionais é o uso de três hastes de 2,5 metros de comprimento, dispostas em formato triangular.

### 3.1.6 Estruturas de Fixação

A estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos deve ser escolhida de acordo com o tipo de instalação prevista, podendo variar entre:

- Telhados residenciais: mais comuns em sistemas de pequeno porte, utilizando telhas cerâmicas, de fibrocimento ou trapezoidais;
- Lajes ou solo: utilizados em instalações maiores, comerciais ou institucionais, exigem projeto mecânico mais detalhado.

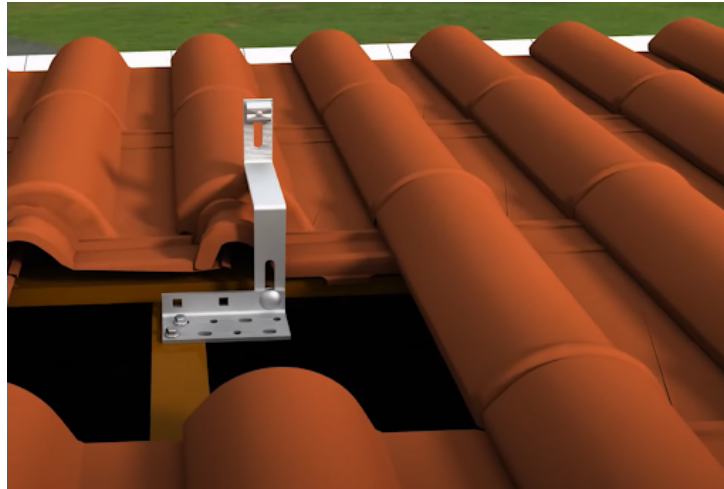
#### 3.1.6.1 Componentes Principais

- Trilhos de alumínio: são fixados sob os módulos fotovoltaicos e variam entre 2,1 m, 3,1 m e 4,1 m. Devem ser compatíveis com o tamanho dos módulos, que geralmente possuem entre 1,0 m e 1,3 m de largura.
- Grampos de fixação: utilizados para prender os módulos aos trilhos, em quatro pontos de apoio (dois superiores e dois inferiores), podendo ser intermediários ou finais.
- Suportes específicos para cada tipo de telha: como ganchos para telhas cerâmicas, parafusos com vedação para telhados metálicos ou suportes especiais para fibrocimento.

#### 3.1.6.2 Fixação por Tipo de Telhado

- Telhado cerâmico (colonial): utilização de gancho fixado diretamente nos caibros da estrutura, conforme a ilustração na Figura 12.

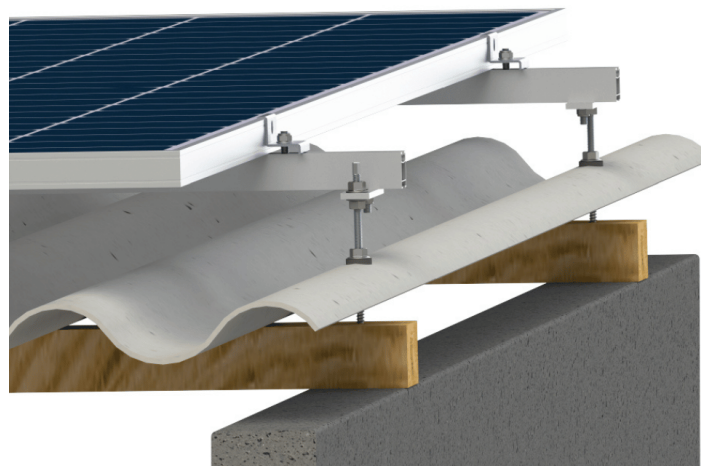
Figura 12 – Fixação em telhado cerâmico.



Fonte: Canal Solar(2025).

Telhado de fibrocimento: fixação com parafusos com vedação, diretamente em estrutura de madeira ou metálica, conforme a ilustração na Figura 13.

Figura 13 – Fixação em telhado fibrocimento.



Fonte: Evulusom Solar (2025).

Telhado trapezoidal (aço galvanizado): utilização de suportes metálicos ajustados às ondulações da telha, conforme a ilustração na Figura 14.

Figura 14 – Fixação em telhado trapezoidal.

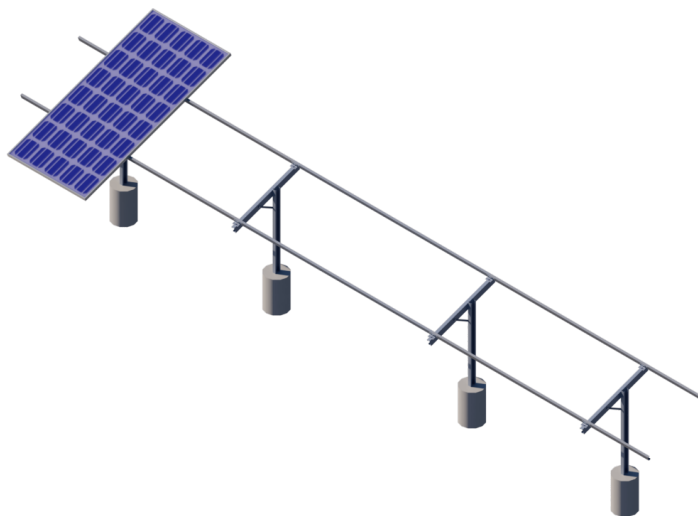


Fonte: Elysia (2025).

### 3.1.6.3 Instalação em Solo ou Laje

Instalações sobre laje ou solo requerem atenção especial à estrutura civil. Devem ser considerados aspectos como impermeabilização, estabilidade do solo, presença de rachaduras ou acúmulo de água. A fixação é feita com sapatas de concreto conforme a Figura 15, bases metálicas conforme a Figura 16 ou pés ajustáveis para sistemas mais altos, como garagens solares conforme a Figura 17, que permitem sombreamento e proteção de veículos, enquanto geram energia.

Figura 15 – Fixação feita com sapatas de concreto.



Fonte: Perfix solar (2025).

Figura 16 – Fixação feita com bases metálicas.



Fonte: Energia solar shop (2025).

Figura 17 – Garagem solar.



Fonte: Portal solar (2025).

### 3.1.7 Cálculo do *Payback*

A análise econômica do sistema fotovoltaico é essencial para compreender a viabilidade do investimento e o retorno esperado ao longo de sua vida útil. Nesse contexto, o estudo considera o custo total do sistema, permitindo dimensionar o investimento necessário para a implantação do projeto. Com base nesses valores, é possível estimar o retorno financeiro, considerando a economia gerada na fatura de energia elétrica do campus após a instalação do sistema. Para quantificar esse retorno, utiliza-se o *Payback* simples, que consiste no cálculo do tempo necessário para que o investimento inicial seja recuperado integralmente por meio das economias de energia proporcionadas pelo sistema. Essa abordagem fornece uma referência objetiva sobre a eficiência econômica do projeto, permitindo avaliar a viabilidade do investimento e auxiliar na tomada de decisões para futuros projetos de geração fotovoltaica.

### 3.2 Estudo de caso 01

O estudo de caso foi realizado no Instituto Federal de Minas Gerais – Campus Itabirito, com base no histórico de consumo de energia elétrica no período de outubro de 2020 a outubro de 2021, a usina solar fotovoltaica do Instituto entrou em operação em 20 de setembro de 2020. A iniciativa partiu da elevada demanda energética da unidade, dos altos custos com a fatura de energia elétrica e do interesse institucional em adotar fontes de energia mais sustentáveis. Logo, foi implantado um sistema fotovoltaico com o objetivo de reduzir os gastos com energia e promover o uso de fonte renovável. Considerando os avanços tecnológicos e as mudanças no perfil de consumo ao longo dos anos, propõe-se neste estudo o dimensionamento de um novo sistema fotovoltaico, adequado às condições atuais. A proposta visa comparar o novo dimensionamento com o sistema anteriormente implementado, a fim de avaliar possíveis melhorias em termos de desempenho, eficiência e viabilidade econômica. Durante o período analisado, o consumo de energia elétrica do campus apresentou redução. Isso ocorreu devido às restrições impostas pela pandemia da Covid-19, quando apenas parte do setor administrativo manteve atividades presenciais, com número reduzido de servidores e ausência de alunos nas dependências do campus.

Tabela 2 – Histórico de Consumo de Energia e Demanda: Outubro de 2020 a Outubro 2021

Mês/Ano	Dem. HP (kW)	Dem. HFP (kW)	Energ. HP (kWh)	Energ. HFP (kWh)
OUT/21	7	8	246	861
SET/21	4	4	123	738
AGO/21	4	4	123	8610
JUL/21	4	4	123	738
JUN/21	4	2	123	738
MAI/21	4	2	123	615
ABR/21	2	2	123	492
MAR/21	2	6	123	369
FEV/21	4	5	0	615
JAN/21	4	2	123	492
DEZ/20	8	8	123	738
NOV/20	8	8	246	615
OUT/20	7	8	123	615
<b>Média</b>	<b>5,08</b>	<b>5,46</b>	<b>133,00</b>	<b>652,85</b>

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

**Observações:** HP = Horário de Ponta; HFP = Horário Fora de Ponta; HR = Horário Reservado (não utilizado no período analisado).

O instituto possui um sistema dimensionado e desenvolvido, com a proposta inicial de suprir parte da demanda energética da instituição. O sistema fotovoltaico consta com 76 placas do modelo CS6U-325P da Canadian Solar, conforme arranjo apresentado na Figura 18 e um inversor de modelo Growatt 20000 TL3-S, conforme a Figura 19.

Figura 18 – Arranjos de placas fotovoltaicas – IFMG Campus Itabirito



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 19 – Inversor – IFMG Campus Itabirito



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

### 3.3 Estudo de caso 02

Após o período da instalação, o instituto se viu com a situação em que o sistema dimensionado não supre a demanda necessária, conforme o avanço e ampliação da estrutura do instituto. A Tabela abaixo apresenta o histórico de consumo de março de 2022 a março de 2023, onde é visível o aumento médio anual do gasto energético. Cabe salientar que, no período analisado anteriormente, o instituto estava seguindo às restrições impostas pela pandemia da Covid-19 e nos meses de Junho e Julho de 2022 o Instituto estava de greve, mas o aumento foi calculado com base nas informações presentes na fatura, conforme as equações abaixo :

$$\text{Aumento HP (\%)} = \left( \frac{539,31 - 133,00}{133,00} \right) \times 100 = 305,57\%$$

$$\text{Aumento HFP (\%)} = \left( \frac{1968,00 - 652,85}{652,85} \right) \times 100 = 201,48\%$$

Logo, observa-se um aumento de 305,57% no consumo no horário de ponta e de 201,48% no horário fora de ponta.

Tabela 3 – Histórico de Consumo de Energia e Demanda: Março 2022 a Março 2023

Mês/Ano	Dem. HP (kW)	Dem. HFP (kW)	Energ. HP (kWh)	Energ. HFP (kWh)
MAR/23	26	26	861	2829
FEV/23	23	23	615	2091
JAN/23	21	18	615	2214
DEZ/22	17	19	369	1599
NOV/22	14	21	492	1722
OUT/22	19	25	615	2214
SET/22	16	19	615	2583
AGO/22	16	11	492	1968
JUL/22	11	13	492	1968
JUN/22	12	10	246	984
MAI/22	16	14	492	1722
ABR/22	19	19	615	1968
MAR/22	17	21	492	1722
<b>Média</b>	<b>19,00</b>	<b>18,38</b>	<b>539,31</b>	<b>1968,00</b>

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

**Observações:** HP = Horário de Ponta; HFP = Horário Fora de Ponta; HR = Horário Reservado (não utilizado no período analisado).

### 3.4 Estudo de caso 03

Com os avanços e ampliações na infraestrutura do campus, sua demanda energética cresceu de forma significativa, conforme demonstrado na Tabela 4. O consumo em horário de ponta aumentou de 246 kWh em maio de 2024 para 615 kWh em maio de 2025 e um pico de 1107 kWh em outubro de 2024 e em horário fora de ponta aumentou de 984 kWh em maio de 2024 para 2583 kWh em maio de 2025 e um pico de 5658 kWh em janeiro de 2025. Diante desse crescimento expressivo, o sistema fotovoltaico instalado deixou de ser capaz de suprir integralmente a demanda energética da unidade. Considerando a contínua expansão do instituto e a necessidade de garantir o fornecimento de energia durante todo o período de atividades acadêmicas, torna-se necessário o redimensionamento do sistema.

A Tabela abaixo apresenta o histórico de consumo de maio de 2024 a maio de 2025.

Tabela 4 – Histórico de Consumo de Energia e Demanda: Maio de 2024 a Maio de 2025

Mês/Ano	Dem. HP (kW)	Dem. HFP (kW)	Energ. HP (kWh)	Energ. HFP (kWh)
MAI/25	18	17	615	2.583
ABR/25	23	26	492	1.845
MAR/25	29	32	738	2.583
FEV/25	41	33	984	3.321
JAN/25	26	39	984	5.658
DEZ/24	32	53	861	3.444
NOV/24	29	33	738	2.706
OUT/24	29	31	1.107	3.444
SET/24	31	43	861	3.567
AGO/24	18	25	738	3.936
JUL/24	14	17	738	3.198
JUN/24	6	6	369	1.107
MAI/24	7	6	246	984
<b>Média</b>	<b>23,31</b>	<b>27,77</b>	<b>728,54</b>	<b>2.952,00</b>

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

**Observações:** HP = Horário de Ponta; HFP = Horário Fora de Ponta; HR = Horário Reservado (não utilizado no período analisado).

### 3.5 Estudo de caso 04

Com o intuito de garantir a continuidade das atividades acadêmicas em casos de interrupções no fornecimento da rede elétrica, propõe-se a implementação de um banco de baterias com autonomia estimada de 4 horas e 30 minutos. Esse tempo foi determinado com base na duração média dos turnos letivos da instituição, notadamente nos períodos vespertino e noturno, que compreendem aproximadamente cinco horas de funcionamento contínuo.

A proposta tem como foco atender apenas às cargas consideradas essenciais à realização das atividades pedagógicas, não sendo projetada para suprir toda a demanda elétrica da unidade. Dentre essas cargas, incluem-se os sistemas de iluminação das salas de aula e dos corredores que dão acesso a elas, além dos equipamentos audiovisuais utilizados para apoio didático, como os projetores multimídia.

Ao todo, foram contabilizadas 212 lâmpadas LED tubulares de 120 cm, cada uma com potência nominal de 18 W, e 6 projetores multimídia, com potência média de 300 W por unidade, distribuídos em 6 salas de aula, conforme a Tabela 5. Esses elementos representam as cargas prioritárias para garantir que os ambientes escolares permaneçam operacionais, mesmo em eventual ausência de energia proveniente da concessionária, assegurando, assim, a regularidade do processo de ensino.

Tabela 5 – Cargas Prioritárias para Ambientes Escolares

Equipamento	Quantidade	Potência Nominal (W)	Potência Total (W)
Lâmpadas LED tubulares 120 cm	212	18	3.816
Projetores multimídia	6	300	1.800
<b>Total</b>			<b>5.616</b>

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Após a apresentação dos critérios de dimensionamento, parâmetros técnicos e dos quatro cenários de estudo definidos para a usina fotovoltaica do IFMG campus Itabirito, conclui-se a etapa metodológica deste trabalho. No próximo capítulo, constam os cálculos correspondentes e a análise dos resultados que serão desenvolvidos com base nas informações apresentadas, de modo a avaliar o desempenho atual do sistema e propor melhorias para garantir maior eficiência e autonomia energética.

## 4 RESULTADOS

A presente seção tem como objetivo apresentar os resultados obtidos a partir da aplicação dos conceitos teóricos abordados neste trabalho. Foram realizados três estudos de caso distintos, representando diferentes cenários de aplicação da geração fotovoltaica no campus do IFMG – Itabirito. Em cada caso, foram conduzidos cálculos envolvendo o dimensionamento do sistema. Os resultados são organizados em subtópicos para facilitar a compreensão e destacar as particularidades de cada situação simulada.

### 4.1 Estudo de Caso 1

Após o estudo e analisando as informações da Tabela 2, o IFMG é um cliente do grupo A4, modalidade tarifária verde. Observa-se que o consumo médio no horário de ponta é igual a 133 kWh/mês, e no horário fora de ponta é de 652,85 kWh/mês. Já em relação à demanda para o período avaliado, no horário de ponta é de 7 kW e no horário fora de ponta é de 8 kW. Analisando a conta de energia, observa-se que a demanda contratada é de 50 kW, ou seja, seu valor está bem acima da média utilizada. A tarifa de energia total na ponta é de 1,79 R\$/kWh, e a energia fora de ponta possui valor de 0,37 R\$/kWh, conforme retirado da fatura.

Para o cálculo do fator de ajuste, é necessário consultar os valores da Tarifa de Energia (TE) disponíveis no site da (ANEEL, 2025).

A consulta foi realizada para a concessionária CEMIG, referente ao ano de 2021. Os valores obtidos foram:

- Tarifa de Energia no horário de ponta: R\$ 409,91/MWh;
- Tarifa de Energia fora do horário de ponta: R\$ 260,89/MWh.

Com base nesses dados, calcula-se o fator de ajuste pela razão entre as tarifas, conforme a Equação 3.3:

$$\text{Fator de Ajuste} = \frac{409,91}{260,89} = 1,57$$

Assim, apresenta-se de forma resumida que:

- Horário Ponta: 133 kWh/mês
- Horário Fora Ponta: 652,85 kWh/mês
- Fator de Ajuste: 1,57

Logo, apresenta-se que a necessidade de energia é obtida conforme a Equação 3.4:

$$\text{Necessidade}_{\text{kWh}} = 652,85 + 1,57 \times 133 = 861,66 \text{ kWh/mês}$$

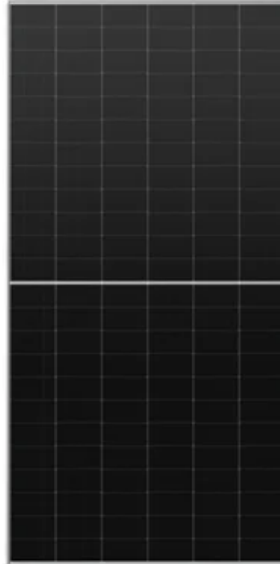
Sabendo agora que o consumo médio, considerando o consumo no horário fora de ponta e o ajuste no horário de ponta, o arranjo fotovoltaico deve produzir:

$$W_{\text{arranjo}} = 861,66 \text{ kWh/mês}$$

Logo, pode-se dimensionar os módulos fotovoltaicos conforme a Equação 3.5, sendo o modelo Canadian Solar CS6.2-66TB-610, ilustrado na Figura 20:

- $W_{\text{arranjo}} = 861,66 \text{ kWh/mês}$
- $\text{Irradiação}_{\text{mensal}} = 148,8 \text{ kWh/m}^2/\text{mês}$
- $A = 2,384 \text{ m}^2$
- $\varepsilon = 0,226$
- $\varphi = 0,8$

Figura 20 – Modulo fotovoltaico Canadian CS6-2-66TB



Fonte: Minha Casa Solar (2025).

Reorganizando a equação para o número de módulos  $N$ :

$$N = \frac{W_{\text{arranjo}}}{\text{Irradiação}_{\text{mensal}} \cdot A \cdot \varepsilon \cdot \varphi}$$

Substituindo os valores:

$$N = \frac{861,66}{148,8 \cdot 2,384 \cdot 0,226 \cdot 0,8} \approx 20 \text{ módulos}$$

Ou seja, para atender à demanda, serão necessários 20 módulos de 610 Wp. Essa quantidade de módulos equivale a uma potência total de módulos de 12,2 kW.

$$P_{\text{arranjo}} = 20 \times 610 \text{ W} = 12.200 \text{ Wp} = 12,2 \text{ kWp}$$

Para o dimensionamento do inversor, utilizam-se três critérios principais que devem ser simultaneamente atendidos para garantir a compatibilidade e a segurança do sistema.

- 1º Critério – Potência, utilizando a Equação 3.6 e considerando o inversor de modelo Growatt 11000TL3-S, ilustrado na Figura 21.

$$P_{\text{inv}}^{\text{max}} > P_{\text{arranjo}} \quad \text{com:} \quad \begin{aligned} P_{\text{inv}}^{\text{max}} &= 13.200 \text{ W,} \\ P_{\text{arranjo}} &= 12.200 \text{ W.} \end{aligned}$$

Figura 21 – Inversor fotovoltaico Growatt 11000TL3-S



Fonte: Growatt New Energy (2025).

- 2º Critério – Corrente, utilizando a Equação 3.7, temos:

$$I_{\text{max, inv}} > 1,1 \times I_{\text{SC}} \quad \implies \quad I_{\text{SC}} < \frac{I_{\text{max, inv}}}{1,1}$$

Substituindo  $I_{\text{max, inv}} = 13,0 \text{ A}$ :

$$I_{SC} < \frac{13,0}{1,1} = 11,81 \text{ A} \approx 11,8 \text{ A}$$

- 3º Critério – Tensão, utilizando a Equação 3.8, temos:

$$V_{\max,inv} > 1,2 \times N \times V_{OC} \implies N < \frac{V_{\max,inv}}{1,2V_{OC}}$$

Substituindo  $V_{\max,inv} = 1000 \text{ V}$  e  $V_{OC} = 48,0 \text{ V}$ :

$$N < \frac{1000}{1,2 \times 48,0} = \frac{1000}{57,6} \approx 17,36 \implies N_{\max} = 17 \text{ módulos em série}$$

Logo, em cada *string* podem ser conectados até 17 módulos em série, como o inversor Growatt 11000TL3-S, que possui duas MPPTs, pode-se conectar 10 módulos fotovoltaicos em série em cada *string*, totalizando 20 módulos fotovoltaicos.

O sistema real do Instituto Federal de Minas Gerais, campus Itabirito, detinha no período analisado um sistema com 63 módulos fotovoltaicos do modelo Canadian Solar CS6U-325P e o inversor fotovoltaico Growatt 20000TL3-S. Logo, é perceptível que o inversor foi superdimensionado e o sistema dimensionado atende às mesmas especificações com menor quantidade de placas e também um inversor mais barato. Entretanto, o sistema fotovoltaico necessita de boas práticas para uma maior eficiência e vida útil, como limpeza de forma periódica dos módulos fotovoltaicos, o que não é realizado no IFMG; consequentemente, a eficiência do sistema fotovoltaico do IFMG é menor.

### Dimensionamento proteção no Lado CC

Para o dimensionamento da proteção em corrente contínua, considera-se o módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6.2-66TB-610, cujos principais parâmetros elétricos sob condições padrão de teste (STC) são:

- Potência nominal: 610 W;
- Eficiência: 22,6%;
- Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ): 48,0 V;
- Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ): 15,97 A.

Considerando um arranjo com número máximo de 17 módulos em série por *string*, tem-se:

- Tensão total da *string*:

$$V_{\text{string}} = 17 \times 48,0 = 816,0 \text{ V};$$

- Tensão máxima considerando fator de correção para baixas temperaturas:

$$V_{\text{max}} = 1,2 \times 816,0 = 979,2 \text{ V};$$

- Corrente de curto-circuito da *string* (a corrente se mantém igual à do módulo, pois os módulos estão em série):

$$I_{\text{SC,string}} = 15,97 \text{ A};$$

- Corrente de proteção com fator de segurança de 1,25:

$$I_{\text{proteção}} = 1,25 \times 15,97 = 19,96 \text{ A}.$$

Dessa forma, recomenda-se a utilização de um disjuntor ou fusível de corrente contínua com corrente nominal igual ou superior a 20 A, com tensão de isolamento superior a 1000 Vdc, como, por exemplo, o modelo ABB S802PV-M20-H.

### **Dimensionamento proteção no Lado CA**

Do lado de corrente alternada, o sistema utiliza o inversor Growatt 11000TL3-S, com as seguintes especificações relevantes obtidas no *datasheet*:

- Potência nominal de saída: 11.000 W;
- Corrente máxima de saída (CA): 13,0 A;
- Tensão de saída: 220/380 V (trifásico);
- Frequência nominal: 60 Hz.

Para o dimensionamento do disjuntor no lado CA, aplica-se um fator de segurança de 1,25:

$$I_{\text{proteção,CA}} = 1,25 \times 13,0 = 16,25 \text{ A}.$$

Portanto, recomenda-se a utilização de um disjuntor trifásico com corrente nominal de 20 A, curva de disparo do tipo C (ou tipo D para cargas com maior corrente de partida), tensão de operação de pelo menos 380 V.

## 4.2 Estudo de Caso 2

Após o estudo e analisando as informações da Tabela 3. Observa-se que o consumo médio no horário de ponta é igual a 539,31 kWh/mês, e no horário fora de ponta é de 1.968 kWh/mês. Já em relação à demanda para o período avaliado, no horário de ponta é de 26 kW e no horário fora de ponta é de 26 kW. Analisando a conta de energia, observa-se que a demanda contratada é de 50 kW. Ou seja, seu valor está bem acima da média utilizada. A tarifa de energia total na ponta é de 1,73 R\$/kWh, e a energia fora de ponta possui valor de 0,49 R\$/kWh, conforme retirado da fatura. Este estudo de caso se diferencia do primeiro pelo fato de que, na data considerada, a demanda energética da instituição já havia crescido significativamente. Esse aumento, em comparação com o Estudo de Caso 1, evidencia a necessidade de um redimensionamento do sistema fotovoltaico existente, de modo a atender à nova realidade de consumo.

Para o cálculo do fator de ajuste, é necessário consultar os valores da Tarifa de Energia (TE) disponíveis no site da (ANEEL, 2025).

A consulta foi realizada para a concessionária CEMIG, referente ao ano de 2023. Os valores obtidos foram:

- Tarifa de Energia no horário de ponta: R\$ 467,46/MWh;
- Tarifa de Energia fora do horário de ponta: R\$ 298,38/MWh.

Com base nesses dados, calcula-se o fator de ajuste pela razão entre as tarifas, conforme a Equação 3.3:

$$\text{Fator de Ajuste} = \frac{467,46}{298,38} = 1,57$$

Assim, apresenta-se de maneira resumida que:

- Horário Ponta: 539,31 kWh/mês
- Horário Fora Ponta: 1.968 kWh/mês
- Fator de Ajuste: 1,57

Logo, apresenta-se que a necessidade de energia é obtida conforme a Equação 3.4:

$$\text{Necessidade}_{\text{kWh}} = 1.968 + 1,57 \times 539,31 = 2.814,72 \text{ kWh/mês}$$

Sabendo agora que o consumo médio, considerando o consumo no horário fora de ponta e o ajuste no horário de ponta, o arranjo fotovoltaico deve produzir:

$$W_{\text{arranjo}} = 2.814,72 \text{ kWh/mês}$$

Logo, pode-se dimensionar os módulos fotovoltaicos, conforme a Equação 3.5, sendo o modelo Canadian Solar CS6.2-66TB-610, ilustrado na Figura 20:

- $W_{\text{arranjo}} = 2.814,72 \text{ kWh/mês}$ ;
- $\text{Irradiação}_{\text{mensal}} = 148,8 \text{ kWh/m}^2/\text{mês}$ ;
- $A = 2,384 \text{ m}^2$ ;
- $\varepsilon = 0,226$ ;
- $\varphi = 0,8$ .

Reorganizando a equação para o número de módulos  $N$ :

$$N = \frac{W_{\text{arranjo}}}{\text{Irradiação}_{\text{mensal}} \cdot A \cdot \varepsilon \cdot \varphi}$$

Substituindo os valores:

$$N = \frac{2.814,72}{148,8 \cdot 2,384 \cdot 0,226 \cdot 0,8} = \frac{2.814,72}{64,125} \approx 44$$

Ou seja, para atender à demanda, serão necessários 44 módulos de 610 Wp. Essa quantidade de módulos equivale a uma potência total de módulos de 26,84 kWp.

$$P_{\text{arranjo1}} = 40 \times 610 \text{ Wp} = 24.400 \text{ Wp}$$

$$P_{\text{arranjo2}} = 4 \times 610 \text{ Wp} = 2.440 \text{ Wp}$$

Para o dimensionamento do inversor, utilizam-se três critérios principais que devem ser simultaneamente atendidos para garantir a compatibilidade e a segurança do sistema.

- 1º Critério – Potência, utilizando a Equação 3.6, todavia, o IFMG já possui um inversor fotovoltaico de modelo Growatt 20000TL3-S, ilustrado na Figura 22, mas ele não suporta todo o sistema redimensionado, logo: O sistema precisa de um novo inversor fotovoltaico de modelo Growatt 3000TL3-S, no modelo Growatt 20000TL3-S contará com 40 módulos fotovoltaicos, e o inversor Growatt 3000TL3-S, ilustrado na Figura 23, contará para 4 módulos fotovoltaicos, essa estratégia visa diminuir o custo de investimento e descarte do inversor fotovoltaico já adquirido pelo IFMG.

$$P_{\text{inv1}}^{\text{max}} > P_{\text{arranjo1}} \quad \text{com:} \quad \begin{aligned} P_{\text{inv1}}^{\text{max}} &= 25.000 \text{ W,} \\ P_{\text{arranjo1}} &= 24.400 \text{ W.} \end{aligned}$$
$$P_{\text{inv2}}^{\text{max}} > P_{\text{arranjo2}} \quad \text{com:} \quad \begin{aligned} P_{\text{inv2}}^{\text{max}} &= 3.600 \text{ W,} \\ P_{\text{arranjo2}} &= 2.440 \text{ W.} \end{aligned}$$

Figura 22 – Inversor fotovoltaico trifásico Growatt 20000TL3-S



Fonte: Growatt New Energy (2025).

Figura 23 – Inversor fotovoltaico trifásico Growatt 3000TL3-S



Fonte: Growatt New Energy (2025).

- 2º Critério – Corrente, utilizando a Equação 3.7, temos:

$$I_{\max, \text{inv}} > 1,1 \times I_{\text{SC}} \implies I_{\text{SC}} < \frac{I_{\max, \text{inv}}}{1,1}$$

Substituindo  $I_{\max, \text{inv}1} = 37,5 - I_{\max, \text{inv}2} = 11$  :

$$I_{\text{SC}1} < \frac{37,5}{1,1} = 34,09 \text{ A} \approx 34,1 \text{ A}$$

$$I_{\text{SC}2} < \frac{11}{1,1} = 10 \text{ A}$$

- 3º Critério – Tensão, utilizando a Equação 3.8, temos:

$$V_{\max, \text{inv}} > 1,2 \times N \times V_{\text{OC}} \implies N < \frac{V_{\max, \text{inv}}}{1,2 V_{\text{OC}}}$$

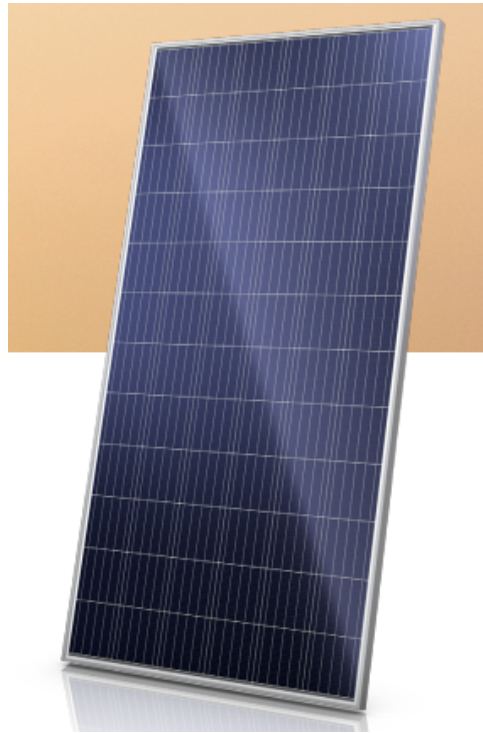
Substituindo  $V_{\max, \text{inv}} = 1000 \text{ V}$  e  $V_{\text{OC}} = 48,0 \text{ V}$ , ambos inversores fotovoltaicos possuem o mesmo valor de  $V_{\max, \text{inv}}$  :

$$N < \frac{1000}{1,2 \times 48,0} = \frac{1000}{57,6} \approx 17,36 \implies N_{\max} = 17 \text{ módulos em série}$$

Logo, em cada string podem ser conectados até 17 módulos em série, como o inversor Growatt 20000TL3-S, que possui duas MPPTs e cada uma composta por 3 *string*, pode-se conectar 10 módulos fotovoltaicos em série nas 4 primeiras *string* e como o inversor Growatt 3000TL3-S, que possui duas MPPTs e cada uma composta por 1 *string*, pode-se conectar 4 módulos fotovoltaicos na primeira *string*, totalizando 44 módulos fotovoltaicos nos dois inversores.

O sistema fotovoltaico atualmente instalado no Instituto Federal de Minas Gerais – Campus Itabirito é composto por 76 módulos do modelo Canadian Solar CS6U-325P, ilustrado na Figura 24, associados a um inversor Growatt 20000TL3-S, ilustrado na Figura 22. A análise técnica realizada neste trabalho permitiu o desenvolvimento de um novo dimensionamento, capaz de atender às mesmas demandas energéticas com um número reduzido de módulos, o que evidencia uma maior eficiência do sistema proposto.

Figura 24 – Painel solar policristalino Canadian CS6U-P da série MaxPower (V5.51P1)



Fonte: Canadian Solar (2017).

O sistema dimensionado, portanto, atende às especificações de geração requeridas e, em termos de desempenho energético, mostra-se superior ao sistema atual. No entanto, a potência exigida pelos novos módulos fotovoltaicos ultrapassa a capacidade nominal do inversor já existente no campus, sendo necessária a adição de um segundo inversor para garantir o correto funcionamento do sistema e evitar sobrecarga do equipamento.

Nesse contexto, optou-se por manter o inversor Growatt 20000TL3-S já disponível na instituição e complementar o sistema com um segundo inversor de menor porte, o Growatt 3000TL3-S. Essa estratégia visa otimizar os recursos já existentes, reduzindo os custos de implantação do novo sistema, ao mesmo tempo em que assegura sua eficiência e confiabilidade operacional.

### **Dimensionamento proteção no Lado CC**

O dimensionamento da proteção em corrente contínua no Estudo de Caso 2 é idêntico ao apresentado no Estudo de Caso 1, uma vez que se utilizam os mesmos módulos fotovoltaicos e o critério adotado para o cálculo considera o número máximo de 17 módulos por *string*, valor que corresponde ao limite suportado pelos inversores. Dessa forma, aplicam-se os mesmos parâmetros calculados e a mesma recomendação de proteção: disjuntor ou fusível CC de 20 A, com tensão de isolamento superior a 1000 Vdc, como, por exemplo, o modelo ABB S802PV-M20-H.

### Dimensionamento proteção no Lado CA

No Estudo de Caso 2 são utilizados dois inversores distintos: um Growatt 20000TL3-S e um Growatt 3000TL3-S. As especificações relevantes de cada equipamento, obtidas em seus respectivos *datasheets*, são:

- **Growatt 20000TL3-S:**

- Potência nominal de saída: 20.000 W;
- Corrente máxima de saída (CA): 37,5 A;
- Tensão de saída: 220/380 V (trifásico);
- Frequência nominal: 60 Hz.

- **Growatt 3000TL3-S:**

- Potência nominal de saída: 3.000 W;
- Corrente máxima de saída (CA): 11 A;
- Tensão de saída: 220 V (monofásico);
- Frequência nominal: 60 Hz.

Aplicando o fator de segurança de 1,25 para cada inversor, tem-se:

$$I_{\text{proteção,CA20kW}} = 1,25 \times 37,5 = 46,9 \text{ A};$$

$$I_{\text{proteção,CA3kW}} = 1,25 \times 11 = 13,75 \text{ A}.$$

Portanto, recomenda-se:

- Para o inversor de 20 kW: disjuntor trifásico de 50 A, curva C, com tensão de operação mínima de 380 V;
- Para o inversor de 3 kW: disjuntor bipolar de 16 A (ou 20 A padrão), curva C, com tensão de operação mínima de 220 V.

### 4.3 Estudo de Caso 3

Após o estudo e analisando as informações da Tabela 4, observa-se que o consumo médio no horário de ponta é igual a 728,54 kWh/mês, e no horário fora de ponta é de 2.952 kWh/mês. Já em relação à demanda para o período avaliado, no horário de ponta é de 18 kW e no horário fora de ponta é de 17 kW. Analisando a conta de energia, observa-se que a demanda contratada é de 50 kW. Ou seja, seu valor está bem acima da média utilizada. A tarifa de energia total na ponta é de 2,31 R\$/kWh, e a energia fora de ponta possui valor de 0,46 R\$/kWh, conforme retirado da fatura.

Para o cálculo do fator de ajuste, é necessário consultar os valores da Tarifa de Energia (TE) disponíveis no site da (ANEEL, 2025).

A consulta foi realizada para a concessionária CEMIG, referente ao ano de 2025. Os valores obtidos foram:

- Tarifa de Energia no horário de ponta: R\$ 475,91/MWh;
- Tarifa de Energia fora do horário de ponta: R\$ 296,77/MWh.

Com base nesses dados, calcula-se o fator de ajuste pela razão entre as tarifas, conforme a Equação 3.3:

$$\text{Fator de Ajuste} = \frac{475,91}{296,77} = 1,60$$

Logo, apresenta-se que a necessidade de energia é obtida conforme a Equação 3.4:

$$\text{Necessidade}_{\text{kWh}} = 2.952 + 1,60 \times 728,54 = 4.117,66 \text{ kWh/mês}$$

Sabendo agora que o consumo médio, considerando o consumo no horário fora de ponta e o ajuste no horário de ponta, o arranjo fotovoltaico deve produzir:

$$W_{\text{arranjo}} = 4.117,66 \text{ kWh/mês}$$

Logo, pode-se dimensionar os módulos fotovoltaicos, conforme a Equação 3.5, onde:

- $W_{\text{arranjo}} = 4.117,66 \text{ kWh/mês}$ ;
- $\text{Irradiação}_{\text{mensal}} = 148,8 \text{ kWh/m}^2/\text{mês}$ ;
- $A = 2,384 \text{ m}^2$ ;
- $\varepsilon = 0,226$ ;

- $\varphi = 0,8$ .

Reorganizando a equação para o número de módulos  $N$ :

$$N = \frac{W_{\text{arranjo}}}{\text{Irradiação}_{\text{mensal}} \cdot A \cdot \varepsilon \cdot \varphi}$$

Substituindo os valores:

$$N = \frac{4.117,66}{148,8 \cdot 2,384 \cdot 0,226 \cdot 0,8} = \frac{4.117,66}{63,786} \approx 65$$

Ou seja, para atender à demanda, serão necessários 65 módulos de 610 Wp. Essa quantidade de módulos equivale a uma potência total de módulos de 39,65 kW.

$$P_{\text{arranjo1}} = 40 \times 24.400 \text{ Wp} = 39.650 \text{ Wp}$$

$$P_{\text{arranjo2}} = 25 \times 610 \text{ Wp} = 15.250 \text{ Wp}$$

Para o dimensionamento do inversor, utilizam-se três critérios principais que devem ser simultaneamente atendidos para garantir a compatibilidade e a segurança do sistema.

- 1º Critério – Potência, utilizando a Equação 3.6, todavia, o IFMG já possui um inversor fotovoltaico de modelo Growatt 20000TL3-S, mas ele não suporta todo o sistema redimensionado, logo: O sistema precisa de um novo inversor fotovoltaico de modelo Growatt 17000TL3-S, no modelo Growatt 20000TL3-S contará com 40 módulos fotovoltaicos, e o inversor Growatt 17000TL3-S contará para 25 módulos fotovoltaicos, essa estratégia visa diminuir o custo de investimento e descarte do inversor fotovoltaico já adquirido pelo IFMG, ambos inversores fotovoltaicos são ilustrados na 22.

$$P_{\text{inv1}}^{\text{max}} > P_{\text{arranjo1}} \quad \text{com:} \quad \begin{aligned} P_{\text{inv1}}^{\text{max}} &= 25.000 \text{ W}, \\ P_{\text{arranjo1}} &= 24.400 \text{ W}. \end{aligned}$$

$$P_{\text{inv2}}^{\text{max}} > P_{\text{arranjo2}} \quad \text{com:} \quad \begin{aligned} P_{\text{inv2}}^{\text{max}} &= 21.250 \text{ W}, \\ P_{\text{arranjo2}} &= 15.250 \text{ W}. \end{aligned}$$

- 2º Critério – Corrente, utilizando a Equação 3.7, como os dois inversores fotovoltaicos possuem os valores iguais, temos:

$$I_{\text{max, inv}} > 1,1 \times I_{\text{SC}} \quad \implies \quad I_{\text{SC}} < \frac{I_{\text{max, inv}}}{1,1}$$

Substituindo  $I_{\max, \text{inv}} = 38 \text{ A}$ :

$$I_{\text{SC}} < \frac{38}{1,1} = 34,09 \text{ A} \approx 34,55 \text{ A}$$

- 3º Critério – Tensão, utilizando a Equação 3.8, como os dois inversores fotovoltaicos possuem os valores iguais, temos:

$$V_{\max, \text{inv}} > 1,2 \times N \times V_{\text{OC}} \implies N < \frac{V_{\max, \text{inv}}}{1,2 V_{\text{OC}}}$$

Substituindo  $V_{\max, \text{inv}} = 1000 \text{ V}$  e  $V_{\text{OC}} = 48,0 \text{ V}$ :

$$N < \frac{1000}{1,2 \times 48,0} = \frac{1000}{57,6} \approx 17,36 \implies N_{\max} = 17 \text{ módulos em série}$$

Logo, em cada *string* podem ser conectados até 17 módulos em série, como o inversor Growatt 20000TL3-S, que possui duas MPPTs e cada uma composta por 4 *string*, pode-se conectar 10 módulos fotovoltaicos em série nas 4 primeiras *string* e como o inversor Growatt 17000TL3-S, que possui duas MPPTs e cada uma composta por 4 *string*, pode-se conectar 5 módulos fotovoltaicos em série nas 5 primeiras *string*, totalizando 65 módulos fotovoltaicos.

O sistema atualmente instalado no Instituto Federal de Minas Gerais – Campus Itabirito é composto por 76 módulos do modelo Canadian Solar CS6U-325P e um inversor Growatt 20000TL3-S. No entanto, diante das atuais condições operacionais, o sistema não tem sido capaz de atender à demanda energética do campus. Além de gerar uma quantidade limitada de energia, a unidade ainda permanece com custos elevados na fatura de energia elétrica, uma vez que não há geração de créditos suficientes para compensação.

Dessa forma, torna-se necessário o redimensionamento do sistema fotovoltaico, de acordo com os parâmetros estabelecidos na Tabela 4, com o objetivo de suprir a carga da unidade e possibilitar a geração de créditos energéticos. Para viabilizar economicamente essa reestruturação, propõe-se o aproveitamento do inversor já existente e a adição de um segundo inversor do modelo Growatt 17000TL3-S. Tal solução permite uma expansão eficiente da geração, ao mesmo tempo em que reduz os custos de implantação do novo sistema.

### Dimensionamento proteção no Lado CC

O dimensionamento da proteção em corrente contínua no Estudo de Caso 3 é idêntico ao apresentado no Estudo de Caso 1 e 2, uma vez que se utilizam os mesmos módulos fotovoltaicos e o critério adotado para o cálculo considera o número máximo de 17 módulos por *string*, valor que corresponde ao limite suportado pelos inversores. Dessa forma, aplicam-se os

mesmos parâmetros calculados e a mesma recomendação de proteção: disjuntor ou fusível CC de 20 A, com tensão de isolamento superior a 1000 Vdc, como, por exemplo, o modelo ABB S802PV-M20-H.

### **Dimensionamento proteção no Lado CA**

No Estudo de Caso 3 são utilizados dois inversores distintos: um Growatt 20000TL3-S e um Growatt 1700TL3-S. As especificações relevantes de cada equipamento, obtidas em seus respectivos *datasheets*, são:

- **Growatt 20000TL3-S:**

- Potência nominal de saída: 20.000 W;
- Corrente máxima de saída (CA): 37,5 A;
- Tensão de saída: 220/380 V (trifásico);
- Frequência nominal: 60 Hz.

- **Growatt 17000TL3-S:**

- Potência nominal de saída: 17.000 W;
- Corrente máxima de saída (CA): 37,5 A;
- Tensão de saída: 220/380 V (trifásico);
- Frequência nominal: 60 Hz.

Aplicando o fator de segurança de 1,25 para cada inversor, tem-se:

$$I_{\text{proteção,CA20kW}} = 1,25 \times 37,5 = 46,9 \text{ A};$$

$$I_{\text{proteção,CA17kW}} = 1,25 \times 37,5 = 46,9 \text{ A};$$

Portanto, recomenda-se:

- Para o inversor de 20 kW e para o inversor de 17 kW: disjuntor trifásico de 50 A, curva C, com tensão de operação mínima de 380 V;

## 4.4 Estudo de Caso 4

Com base nas informações apresentadas na Tabela 4 e considerando os dados de consumo obtidos no dimensionamento do Estudo de Caso 3, propõe-se neste estudo o dimensionamento de um banco de baterias com o objetivo de fornecer autonomia de 4 horas e 30 minutos em casos de falhas no fornecimento de energia elétrica, visto que esse tempo foi determinado com base na duração média dos turnos letivos do IFMG.

Foram consideradas todas as 212 lâmpadas LED tubulares de 120 cm (18 W cada), distribuídas nas salas e nos acessos adjacentes (corredores, escadarias e áreas comuns de circulação), bem como 6 projetores multimídia (300 W cada), um em cada sala de aula, totalizando uma demanda contínua de 5616 W. Esse cenário de operação visa assegurar o conforto visual e a continuidade das aulas mesmo em períodos de falha no fornecimento de energia elétrica pela concessionária.

O dimensionamento do Banco de Baterias é composto por 9 passos, sendo eles:

- 1º Passo: Cálculo da Capacidade (Ah), pode ser obtida por meio da Equação 3.9, ou ainda informada diretamente no *datasheet* técnico do fabricante. No presente estudo, foi utilizada a bateria modelo 48MLS100IN da Moura, conforme Figura a 25, que possui capacidade nominal de 100 Ah.

Neste caso, não foi necessário aplicar a Equação 3.9, pois o próprio fabricante já informa diretamente o valor da capacidade em (Ah) no *datasheet*. Além disso, por se tratar de uma bateria de íon-lítio, esse valor é considerado confiável e praticamente constante, independentemente da taxa de descarga.

Figura 25 – Bateria 48MLS100



Fonte: Minha Casa Solar (2025).

- 2º Passo: Cálculo da Corrente Máxima, pode ser obtido através da Equação 3.10, considerando que a autonomia desejada seja de 4 horas e 30 minutos, substituindo os valores:

$$I_e = \frac{100}{4,5} \approx 22,22 \text{ A}$$

- 3º Passo: Baterias em série: Pode ser obtido através da Equação 3.11. De acordo com a ficha técnica do inversor fotovoltaico híbrido Deye SUN-40K-SG01HP3-EU-BM4, a faixa de tensão admissível para o banco de baterias é de 160 V a 800 V. Portanto, para garantir o funcionamento mínimo do sistema, adota-se como tensão mínima exigida  $V_{c,\min} = 160 \text{ V}$  e  $V_{bat,\text{nom}} = 37,5 \text{ V}$ :

$$N_s = \frac{160}{37,5} \approx 4,26 \Rightarrow N_s = 5$$

- 4º Passo: Tensão Máxima do Banco de Baterias, pode ser obtido através da Equação 3.12, considerando  $N_s = 5$  baterias em série e a tensão máxima por bateria igual a 54,8V, conforme especificado no *datasheet* da bateria Moura 48MLS100IN:

$$V_{bb,\max} = 5 \cdot 54,8 = 274 \text{ V}$$

- 5º Passo: Tensão Mínima do Banco de Baterias, pode ser obtido através da Equação 3.13, considerando  $N_s = 5$  baterias em série e a tensão mínima por bateria igual a 37,5V, conforme especificado no *datasheet* da bateria Moura 48MLS100IN:

$$V_{bb,\min} = 5 \cdot 37,5 = 187,5 \text{ V}$$

- 6º Passo: Corrente média solicitada pela carga pode ser obtida através da Equação 3.14, considerando uma autonomia de 4 horas e 30 minutos e os dados da Tabela 5, onde, a potência total das cargas prioritárias é de 5.616 W, que corresponde ao consumo por hora. Para determinar a energia total que deve ser fornecida durante o período de autonomia, multiplicamos essa potência pelo tempo desejado:

$$E_{\text{dia}} = P_{\text{hora}} \times t = 5.616 \times 4,5 = 25.272 \text{ Wh} = 25,272 \text{ kWh}$$

logo:

$$P_n = \frac{E_{\text{dia}}}{t} = \frac{25.272}{4,5} = 5.616 \text{ W}$$

Note que o valor da potência média  $P_n$  é igual à potência instantânea, pois estamos considerando o consumo constante durante as 4 horas e 30 minutos de autonomia.

logo:

$$I_{c,m} = \frac{5616}{\frac{274 + 187,5}{2}} = \frac{5616}{230,75} \approx 24,34 \text{ A}$$

- 7º Passo: Quantidade de Fileiras em Paralelo, pode ser obtida através da Equação 3.15, considerando  $I_e = 22,22\text{A}$  :

Substituindo os valores:

$$N_p = \frac{24,34}{22,22} \approx 1,09 \Rightarrow N_p = 2$$

- 8º Passo: Corrente média solicitada a cada fileira, pode ser obtida através da Equação 3.16, :

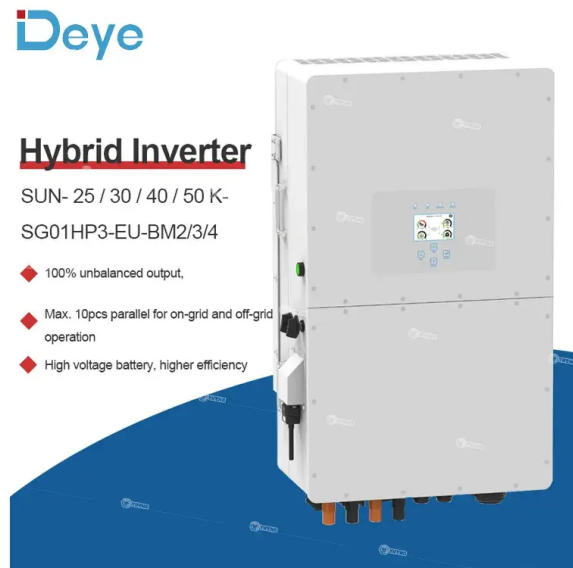
$$I_{p,m} = \frac{24,34}{2} = 12,17 \text{ A}$$

- 9º Passo: Capacidade de ampliação da carga, pode ser obtida através da Equação 3.17, :

$$\text{Cap} = (22,22 \cdot 2 - 24,34) \cdot 187,50 = 20,1 \cdot 187,5 = 3.768,75 \text{ W}$$

Portanto, o banco de baterias dimensionado apresenta uma capacidade adicional de aproximadamente 3.768,75 W, o que proporciona uma margem operacional de segurança diante de possíveis picos momentâneos de carga. Considerando um inversor fotovoltaico híbrido de modelo Deye SUN-40K-SG01HP3-EU-BM4, conforme Figura 26.

Figura 26 – Inversor híbrido Deye SUN-40K-SG01HP3-EU-BM4



Fonte: Yifeng Solar (2025).

Com base nessa demanda e considerando uma autonomia de 4 horas e 30 minutos, o sistema foi dimensionado com um banco de baterias composto por 10 unidades do modelo 48MLS100IN da Moura, organizadas em uma configuração de 5 baterias conectadas em série e 2 fileiras em paralelo. Essa estrutura foi cuidadosamente planejada para garantir estabilidade, segurança e confiabilidade ao fornecimento energético das cargas prioritárias, mesmo diante de eventuais variações operacionais.

Além dos aspectos elétricos, o projeto também levou em consideração os requisitos físicos de instalação do banco de baterias. Cada unidade possui dimensões de 442 mm de largura, 350 mm de profundidade e 178 mm de altura, com um peso aproximado de 36,10 kg. Dessa forma, o conjunto completo de 10 baterias ocupa uma área útil mínima de cerca de 1,55 m<sup>2</sup>, desconsiderando folgas técnicas de ventilação e manutenção. Já a massa total do sistema atinge aproximadamente 361,0 kg, o que requer uma base estrutural sólida e nivelada, capaz de suportar o peso com segurança. Recomenda-se, portanto, que o ambiente de instalação seja bem ventilado, protegido contra intempéries e de fácil acesso para manutenções preventivas.

Ainda que o investimento inicial para um banco de baterias com essas características represente um custo significativo, a proposta visa atender de forma eficaz à continuidade do processo de ensino, proporcionando maior resiliência à infraestrutura elétrica do campus. Alternativamente, para fins de otimização econômica, seria possível considerar um redimensionamento do sistema, focando exclusivamente em cargas ainda mais essenciais, o que resultaria na redução da quantidade de baterias necessárias e, conseqüentemente, no custo de implantação.

## 4.5 Análise Comparativa dos Estudos de Caso

Após o desenvolvimento e detalhamento dos quatro estudos de caso, a Tabela 6 apresenta um comparativo direto entre as principais características de cada sistema fotovoltaico projetado. A comparação considera dados como o valor médio da conta de energia antes da instalação (com base nas faturas dos meses de outubro de 2021, março de 2023 e maio de 2025), o consumo mensal de energia elétrica, o número de módulos utilizados, o modelo e a quantidade de inversores, o custo total dos equipamentos (considerando valores médios obtidos na internet), a existência de banco de baterias e o tempo necessário para retorno do investimento, apresentado em meses. É importante destacar que os valores foram estimados com base apenas no consumo registrado nas contas de energia, sem considerar geração anterior ou compensações de energia injetada na rede.

Tabela 6 – Resumo dos estudos de caso com payback atualizado

<b>Critério</b>	<b>Estudo 1</b>	<b>Estudo 2</b>	<b>Estudo 3</b>	<b>Estudo 4</b>
Valor médio da fatura (R\$)	1.573,39	2.964,53	3.614,32	3.614,32
Consumo médio (kWh/mês)	1.199,85	2.507,31	3.680,54	3.680,54
Módulos FV	20x 610Wp	44x 610Wp	65x 610Wp	65x 610Wp
<b>Inversores</b>	1x Growatt 11k —	1x Growatt 20k 1x Growatt 3k	1x Growatt 20k 1x Growatt 17k	1x Deye SUN-40K —
Custo módulos + inversores (R\$)	21.617,40	44.058,28	65.481,55	69.881,55
Banco de baterias	—	—	—	10x 48MLS100IN
Custo baterias (R\$)	—	—	—	59.990,00
<b>Custo total (R\$)</b>	21.617,40	44.058,28	65.481,55	129.871,55
<b>Payback (meses)</b>	13,74	14,86	18,11	35,9

**Fonte:** Elaborado pelo autor (2025).

O Estudo 1 representa a configuração mais simples entre as alternativas analisadas. Composto por 20 módulos fotovoltaicos de 610 Wp e um único inversor Growatt 11kTL3-S, apresenta o menor custo inicial, aproximadamente R\$ 21.617,40. O cálculo do *payback* simples foi realizado considerando a relação entre o investimento total do sistema fotovoltaico e o valor médio da fatura de energia elétrica desconsiderando os valores provenientes da geração do sistema presente no instituto. Essa abordagem permite estimar o tempo necessário para que o investimento seja recuperado, assumindo que o sistema suprirá integralmente a demanda de energia. Esse investimento reduzido proporciona um retorno mais ágil, com *payback* estimado em 13,74 meses, evidenciando-se como uma alternativa econômica e viável para pequenas demandas energéticas.

O Estudo 2, embora semelhante em termos de complexidade, demanda um número maior de módulos — 44 unidades de 610 Wp — e utiliza dois inversores de menor porte: um Growatt 20kTL3-S e outro de 3kTL3-S. Essa combinação resulta em um custo total de R\$ 44.058,28. Em função disso, o tempo necessário para o retorno do investimento é um pouco superior, sendo de aproximadamente 14,86 meses.

O Estudo 3 expande significativamente a capacidade instalada, contando com 65 módulos e dois inversores de maior potência: Growatt 20kTL3-S e 17kTL3-S. Com um investimento

total de R\$ 65.481,55, apresenta um *payback* estimado em 18,11 meses. Apesar do valor mais elevado, essa configuração mantém-se dentro de um horizonte de retorno inferior a dois anos, sendo adequada para consumidores com maior demanda energética.

Por sua vez, o Estudo 4 diferencia-se dos demais por integrar um sistema híbrido com armazenamento de energia. Compõe-se de 65 módulos fotovoltaicos de 610 Wp, um inversor híbrido Deye SUN-40K e um banco de baterias formado por 10 unidades do modelo 48MLS100IN. Essa solução, embora tecnicamente mais completa, implica em um investimento de R\$ 129.871,55, com retorno financeiro previsto apenas após 35,9 meses. Em contrapartida, oferece benefícios como autonomia energética e maior segurança no fornecimento, o que pode ser essencial em contextos críticos.

De maneira geral, os quatro estudos analisados representam diferentes momentos da realidade energética do IFMG – Campus Itabirito. O Estudo 1 refere-se a uma situação de implementação, em que a demanda energética era menor e o sistema implantado, com configuração mais simples, atendia adequadamente às necessidades da instituição na época. Com o passar do tempo, o consumo aumentou, o que motivou um redimensionamento sugerido no Estudo 2, que buscou ampliar a capacidade de geração com o uso de inversores adicionais e maior número de módulos.

Já o Estudo 3 retrata o cenário atual, cuja capacidade instalada não supre mais a demanda energética do campus, exigindo uma expansão urgente. Por fim, o Estudo 4 propõe uma solução mais moderna e robusta, incorporando um sistema híbrido com banco de baterias, visando maior autonomia e segurança no fornecimento de energia, especialmente para cargas críticas.

Assim, os Estudos 1, 2 e 3 refletem a evolução do consumo e da infraestrutura fotovoltaica ao longo do tempo, enquanto o Estudo 4 representa uma proposta de aprimoramento técnico e estratégico. A escolha da melhor configuração, portanto, deve considerar não apenas o investimento inicial e o tempo de retorno, mas também os objetivos institucionais de longo prazo, como segurança energética, confiabilidade e possibilidade de expansão futura.

## 5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho teve como objetivo geral apresentar um estudo comparativo de custos, viabilidade técnica e desempenho de um sistema fotovoltaico instalado no IFMG Campus Itabirito, analisando seu impacto energético e econômico em fases distintas: antes da implementação da usina fotovoltaica, durante a operação inicial do sistema, após o redimensionamento da usina e com a integração de um banco de baterias.

Ao longo do trabalho, foram realizados quatro estudos de caso distintos, que permitiram comparar as usinas em datas diferentes e os custos associados à implementação do sistema em cada cenário. Para cada estudo de caso, foram analisados:

- Consumo mensal de energia elétrica e custos antes da implementação do sistema fotovoltaico;
- Arranjo dos módulos e dimensionamento dos inversores;
- Investimento total necessário para cada configuração;
- Estimativa do tempo de retorno do investimento, considerando a economia gerada pelo sistema.

Os resultados obtidos mostraram que a instalação do sistema fotovoltaico proporcionou redução significativa nos custos de energia elétrica, além de atender parte relevante da demanda do campus com energia limpa e renovável. O estudo também indicou que o redimensionamento do sistema e a futura integração de um banco de baterias podem melhorar ainda mais a confiabilidade do suprimento e otimizar o uso da energia gerada.

Apesar do investimento inicial necessário para a implementação do sistema fotovoltaico, a análise econômica possibilitou estimar o tempo de recuperação do capital aplicado (*payback*) em diferentes cenários de operação. No Estudo de Caso 1, o *payback* foi de 13,74 meses, enquanto no Estudo de Caso 2 o valor estimado foi de 14,86 meses, refletindo variações nas condições de consumo e geração de energia. No Estudo de Caso 3, correspondente ao cenário atual do campus sem a presença de um banco de baterias, o *payback* calculado foi de 18,11 meses. Já no Estudo de Caso 4, que contempla a futura integração de um banco de baterias, o *payback* estimado aumentou para 35,9 meses, indicando que a inclusão de sistemas de armazenamento impacta diretamente o tempo necessário para a recuperação do investimento. Esses resultados fornecem uma visão detalhada do retorno financeiro do sistema em diferentes condições operacionais e estruturais.

Embora o cenário com banco de baterias represente um investimento mais elevado, trata-se de uma solução de grande relevância estratégica para o futuro, visto que agrega segurança energética, maior independência da rede e melhor aproveitamento da energia gerada pelo sistema

fotovoltaico. Por fim, destaca-se que, diante da tendência de elevação das tarifas de energia elétrica no Brasil, o sistema fotovoltaico torna-se ainda mais vantajoso economicamente ao longo do tempo, reforçando sua eficiência e sustentabilidade para atender às demandas energéticas atuais do Instituto.

## **Trabalhos Futuros**

Como trabalhos futuros, recomenda-se:

- Avaliar detalhadamente sistemas fotovoltaicos híbridos com banco de baterias, incluindo proteções adicionais, monitoramento de carga e segurança elétrica;
- Realizar um novo redimensionamento do sistema fotovoltaico, considerando o aumento projetado das cargas do campus, de forma a garantir a continuidade da eficiência e do atendimento à demanda energética;
- Implementar simulações de falhas para validar o comportamento dos dispositivos de proteção em diferentes condições operacionais;
- Considerar novas tecnologias de módulos e inversores mais eficientes, bem como soluções de monitoramento remoto e automação para maior confiabilidade e manutenção preditiva.

Dessa forma, o trabalho desenvolvido oferece uma análise completa do impacto técnico e econômico da implantação de sistemas fotovoltaicos no IFMG Campus Itabirito, servindo de base para futuras expansões e otimizações do sistema energético da instituição.

## REFERÊNCIAS

- ABNT. **NBR 16274: Sistemas fotovoltaicos — Requisitos para instalação conectada à rede elétrica de distribuição em baixa tensão**. 2023. Rio de Janeiro: ABNT. Citado na página 31.
- ABSOLAR. **Anuário da Indústria Fotovoltaica 2024**. São Paulo, SP, 2024. Citado na página 19.
- ABSOLAR. **Estatísticas do setor solar fotovoltaico**. 2025. Acesso em: 16 maio 2025. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br>>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.
- Agência Brasil. **São Paulo sofreu pior crise de água da sua história em 2014**. 2014. Acesso em: jun. 2025. Disponível em: <<https://agenciabrasil.etc.com.br/geral/noticia/2014-12/sao-paulo-sofreu-pior-crise-de-agua-da-sua-historia-em-2014>>. Citado na página 19.
- ALBRECHT, S. *et al.* 25% efficient silicon heterojunction solar cells. **Energy Environmental Science**, v. 15, p. 1027–1036, 2022. Citado na página 24.
- ALMEIDA, P.; COSTA, L. Lcoe competitivo de sistemas fotovoltaicos no brasil. **Energy Economics**, v. 104, p. 105655, 2022. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 19.
- ANA. **Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2016**. 2016. Acesso em: 18 maio 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/ana>>. Citado na página 19.
- ANEEL. **Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição**. 2025. <<https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-dedistribuicao>>. Acesso em: 3 jul. 2025. Citado 3 vezes nas páginas 52, 57 e 63.
- ANEEL. **Resolução Normativa no 482/2012: Dispõe sobre o Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Brasília, DF, 2012. Citado na página 20.
- ANEEL. **Resolução Normativa no 687/2015: Altera a RN 482/2012**. Brasília, DF, 2015. Citado na página 20.
- ANEEL. **Resolução Normativa no 707/2015: Institui a Tarifa Branca**. Brasília, DF, 2015. Citado na página 21.
- ANEEL. **Série Histórica de Tarifas de Energia Elétrica**. Brasília, DF, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 19.
- ANEEL. **Resolução Normativa no 1059/2022: Consolida regras de micro e minigeração**. Brasília, DF, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 25.
- ANEEL. **Resolução Normativa no 1059/2022**. Brasília, DF, 2022. Citado na página 20.
- ANEEL. **Banco de dados da geração distribuída**. 2025. Acesso em: 16 maio 2025. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>. Citado na página 14.
- Battery University. **Advantages of Lithium Iron Phosphate**. 2025. Disponível em: <<https://batteryuniversity.com/article/bu-205-types-of-lithium-ion>>. Citado na página 28.
- BERMEL, P. *et al.* Mismatch losses in photovoltaic panels. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 8, n. 2, p. 567–575, 2018. Citado na página 29.

- BloombergNEF. Lithium-iron phosphate battery market trends. **BNEF Battery Insights**, 2025. Citado na página 28.
- BNDES. **Linhas de Crédito para Energia Solar 2023**. Rio de Janeiro, RJ, 2023. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.
- BORGES, R. C. *et al.* **Metodologia para Cálculo de Autonomia em Sistemas Fotovoltaicos**. São Carlos, SP, 2021. Citado na página 26.
- BOSCO, N. *et al.* Evaluation of axis-tracking techniques in photovoltaics. **Solar Energy**, v. 93, p. 435–445, 2013. Citado na página 30.
- CERQUEIRA, T. *et al.* Impact of time-of-use tariffs on pv-battery operation. **Energy Policy**, v. 149, p. 112066, 2021. Citado 3 vezes nas páginas 20, 21 e 27.
- CHIRILĂ, A. *et al.* Potassium-permittivity cdte solar cells with efficiencies exceeding 20%. **Nature Materials**, v. 12, p. 1107–1111, 2013. Citado na página 23.
- Confederação Nacional da Indústria (CNI). **Energia Solar no Setor Industrial**. Brasília, DF, 2020. Citado na página 21.
- COSTA, L. *et al.* Performance of hybrid pv-battery systems in dynamic tariff environments. **Solar Energy**, v. 250, p. 225–236, 2023. Citado na página 27.
- CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014. Acesso em: 17 jul. 2025. Disponível em: <[https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 41.
- CRESESB. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2025. Acesso em: 16 maio 2025. Disponível em: <<https://www.cresesb.cepel.br>>. Citado na página 14.
- DUNN, B. *et al.* Electrical energy storage for the grid: A battery of choices. **Science**, v. 334, n. 6058, p. 928–935, 2011. Citado na página 28.
- EPE. **Balço Energético Nacional 2011**. Rio de Janeiro, RJ, 2011. Citado na página 19.
- EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020**. Rio de Janeiro, RJ, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 19.
- EPE. **Perspectivas do Setor Elétrico — 2023**. Rio de Janeiro, RJ, 2023. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 20.
- EPE. **Relatório de Impacto Tarifário — 2023**. Rio de Janeiro, RJ, 2023. Citado na página 21.
- EPE. **Atlas da Eficiência Energética Brasil 2024**. Brasília, DF, 2024. Acesso em: jun. 2025. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-857/Atlas%20da%20Efici%C3%AAncia%20Energ%C3%A9tica%20Brasil%202024.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 19.
- EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2033**. 2025. Acesso em: 16 maio 2025. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br>>. Citado na página 14.
- Fraunhofer ISE. **Photovoltaics Report 2024**. 2024. Citado na página 22.

FREIRE, W. **Energia solar já representa metade da capacidade das hidrelétricas no Brasil**. 2025. Acesso em: 19 mai. 2025. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/energia-solar-metade-capacidade-hidreletricas-brasil/>>. Citado na página 15.

FTHENAKIS, V. Life cycle analysis of cdte photovoltaic electricity generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 26, p. 573–584, 2018. Citado na página 23.

Governo de Minas Gerais. **Programa de Isenção de ICMS para Microgeração**. Belo Horizonte, MG, 2020. Citado na página 21.

Governo de Santa Catarina. **Programa Minha Solar Casa**. Florianópolis, SC, 2022. Citado na página 21.

Governo do Paraná. **Incentivos ao ICMS para Energia Solar**. Curitiba, PR, 2021. Citado na página 21.

GREEN, M. A. *et al.* Solar cell efficiency tables (version 60). **Progress in Photovoltaics**, v. 30, n. 1, p. 3–12, 2022. Citado na página 22.

GRÄTZEL, M. The light and shade of perovskite solar cells. **Nature Materials**, v. 13, p. 838–842, 2014. Citado na página 24.

GWEC. **Global Wind Report 2023**. Bruxelas, Belgium, 2023. Citado na página 19.

IBGE. **Pesquisa Anual de Serviços 2022**. Rio de Janeiro, RJ, 2022. Citado na página 20.

IEA Photovoltaic Power Systems Programme. **Trends in Photovoltaic Applications 2023**. 2023. Citado na página 22.

IEA-PVPS, Task 12. **Life Cycle Assessment (LCA) Methodology for Photovoltaic Electricity**. Paris, France, 2022. Citado na página 30.

INMETRO. **Certificação de Módulos e Inversores FV**. Rio de Janeiro, RJ, 2021. Citado na página 21.

Intergovernmental Panel on Climate Change. **Climate Change 2021: The Physical Science Basis**. 2021. Acesso em: 16 maio 2025. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>>. Citado na página 14.

International Energy Agency. **World Energy Outlook 2022**. 2022. Acesso em: 16 maio 2025. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>>. Citado na página 15.

J. SILVA AND OTHERS. Grid-integrated pv-battery systems: Cost analysis. **Applied Energy**, v. 305, p. 117835, 2022. Citado na página 27.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates—an analytical review. **Progress in Photovoltaics**, v. 21, n. 1, p. 12–29, 2013. Citado na página 29.

KING, D. L. *et al.* Temperature coefficients for pv modules and arrays: Measurement methods and results. **IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, p. 1183–1186, 2004. Citado na página 29.

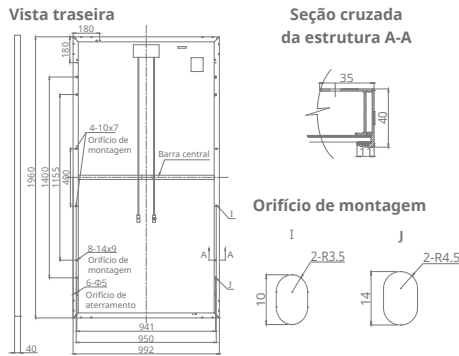
LEE, S.-I. *et al.* Perovskite-silicon tandem solar cells with 33% efficiency. **Nature**, v. 604, p. 287–293, 2022. Citado na página 24.

- LIU, Y. *et al.* State-of-the-art solid-state batteries. **Advanced Energy Materials**, v. 13, n. 10, p. 2203381, 2023. Citado na página 28.
- LOPES, F.; SILVA, M. Viabilidade econômica de sistemas fv híbridos em propriedades rurais. **Renewable Energy**, v. 180, p. 334–345, 2022. Citado na página 27.
- LUQUE, A.; HEGEDUS, S. (Ed.). **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. Chichester, UK: Wiley, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 21.
- MANTHIRAM, A. An outlook on lithium-ion battery technology. **ACS Energy Letters**, v. 2, p. 1370–1376, 2017. Citado na página 28.
- Martin A. Green and others. Next-generation tandem photovoltaics: Roadmap to 30% efficiency. **Journal of Photovoltaics**, v. 13, n. 4, p. 815–828, 2023. Citado na página 24.
- MARTINS, F. R. *et al.* Performance of a single-axis solar tracker. **Renewable Energy**, v. 32, n. 5, p. 823–834, 2007. Citado na página 30.
- MELO, C. R. *et al.* Economic analysis of on-grid photovoltaic systems in brazil. **Renewable Energy**, v. 146, p. 1854–1863, 2020. Citado na página 25.
- MME. **Leilões de Energia A-5 — 2013 a 2016**. Brasília, DF, 2017. Citado na página 20.
- MME. **Marco Legal da Geração Distribuída (Lei 14.300/2022)**. Brasília, DF, 2022. Citado 4 vezes nas páginas 16, 19, 20 e 21.
- MME. **Leilões de Energia A-3 — 2018 a 2022**. Brasília, DF, 2023. Citado na página 20.
- MME. **Marco legal da geração distribuída – Lei nº 14.300/2022**. 2025. Acesso em: 16 maio 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme>>. Citado na página 14.
- MOURA, P. R. *et al.* **Dimensionamento de Sistemas Off-Grid com Baterias**. Rio de Janeiro, RJ, 2019. Citado na página 26.
- NBR16690. **NBR 16690:2019 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto**. 2019. Norma técnica disponível no site oficial da ABNT. Disponível em: <<https://abnt.org.br/>>. Citado na página 42.
- NREL. Best research-cell efficiency chart. **NREL PV Research**, 2024. Citado na página 24.
- NREL. **Photovoltaic Life Cycle Assessment Harmonization Study**. Golden, CO, USA, 2024. Citado na página 30.
- PANK, C. *et al.* **Soiling Losses in PV Systems: A Review**. Colônia, Germany, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.
- PARK, N.-G. *et al.* Stability and scalability of perovskite solar cells. **Science**, v. 373, n. 6555, p. 869–874, 2021. Citado na página 24.
- PEREIRA, H. A.; CALLEGARI, J. M. S. **ELT 567: Regulamentação e Projeto de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Viçosa: [s.n.], 2021. Pós-Graduação Lato Sensu em Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede Elétrica. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 35.

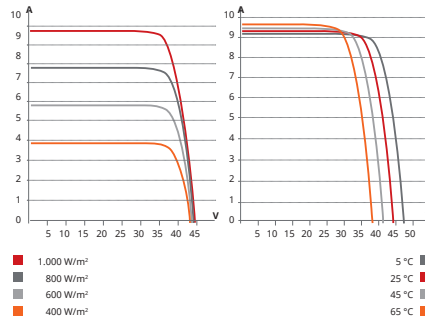
- POWELL, D. L. *et al.* Cdte solar cells with 22% efficiency and stability for 35 years. **Journal of Applied Physics**, v. 117, p. 024504, 2015. Citado na página 23.
- PROCEL. **Selo PROCEL de Eficiência Energética**. Brasília, DF, 2022. Citado na página 21.
- RAZYKOV, T. M. *et al.* Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects. **Solar Energy**, v. 85, n. 8, p. 1580–1608, 2011. Citado na página 21.
- REN21. **Renewables 2023 Global Status Report**. 2023. Acesso em: 16 maio 2025. Disponível em: <<https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>>. Citado na página 14.
- REN21. **Renewables 2023 Global Status Report**. Paris, France, 2023. Citado na página 19.
- SCHMIDT, L. *et al.* Topcon solar cells with 26% efficiency in production. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 230, p. 111302, 2021. Citado na página 22.
- Secretaria da Fazenda de Minas Gerais (SEFAZ-MG). **Incentivos Fiscais para Geração Distribuída**. Belo Horizonte, MG, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.
- SHAH, A. *et al.* Large-area cigs modules with 18% efficiency. **Progress in Photovoltaics**, v. 28, n. 2, p. 108–116, 2020. Citado na página 23.
- SILVA, J. *et al.* Economic feasibility of grid-connected pv in commercial buildings. **Renewable Energy**, v. 182, p. 1123–1134, 2022. Citado na página 25.
- SILVA, M. P. *et al.* Net-metering and tariff white: Economic impact. **Journal of Energy Storage**, v. 36, p. 102419, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 20.
- SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, n. 5, p. 614–624, 2009. Citado na página 29.
- SNAITH, H. J. Present status and future prospects of perovskite photovoltaics. **Nature Materials**, v. 17, p. 372–376, 2018. Citado na página 24.
- TARASCON, J. M. Next-generation redox flow batteries. **Nature Reviews Materials**, v. 5, p. 229–243, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Extraction and Evaluation of I–V and P–V Curves of Photovoltaic Modules**. São Carlos, SP, 2009. Citado na página 29.
- WANG, Y. *et al.* High performance perc. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 12, n. 5, p. 1245–1251, 2022. Citado na página 22.
- ZHAO, J.; GREEN, M. A. 24.7% efficient perc solar cells: Device characterization and analysis. **Progress in Photovoltaics**, v. 24, n. 3, p. 300–310, 2016. Citado na página 22.

## **ANEXO A – DOCUMENTAÇÃO TÉCNICA**

**DESENHOS DE ENGENHARIA (mm)**



**CS6U-320P | CURVAS I-V**



**DADOS ELÉTRICOS/STC\***

CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (Pmáx)	315 W	320 W	325 W	330 W
Tensão operacional ideal (Vmp)	36,6 V	36,8 V	37,0 V	37,2 V
Corrente operacional ideal (Imp)	8,61 A	8,69 A	8,78 A	8,88 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	45,1 V	45,3 V	45,5 V	45,6 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	9,18 A	9,26 A	9,34 A	9,45 A
Eficiência do módulo	16,20%	16,46%	16,72%	16,97%
Temperatura operacional	-40 °C ~ +85 °C			
Tensão máxima do sistema	1.000 V (IEC) ou 1.000 V (UL)			
Desempenho do módulo contra incêndio	TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730)			
Classificação máx. de fusíveis da série	15 A			
Classificação da aplicação	Classe A			
Tolerância de potência	0 ~ + 5 W			

\* Sob condições de teste padrão (STC) de irradiação de 1.000 W/m², espectro AM de 1,5 e temperatura de célula de 25 °C.

**DADOS ELÉTRICOS/NOCT\***

CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (Pmáx)	228 W	232 W	236 W	239 W
Tensão operacional ideal (Vmp)	33,4 V	33,6 V	33,7 V	33,9 V
Corrente operacional ideal (Imp)	6,84 A	6,91 A	6,98 A	7,05 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	41,5 V	41,6 V	41,8 V	41,9 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	7,44 A	7,50 A	7,57 A	7,66 A

\* Sob temperatura operacional normal da célula (NOCT), irradiação de 800 W/m², espectro AM de 1,5, temperatura ambiente de 20 °C, velocidade do vento de 1 m/s.

**DESEMPENHO A BAIXA IRRADIAÇÃO**

Desempenho excepcional em ambientes de baixa irradiação, eficiência média relativa de 96% a partir de uma irradiação de 1.000 W/m² a 200 W/m² (AM 1,5, 25 °C).

A especificação e os principais recursos descritos nesta ficha técnica podem ser um pouco diferentes e não estão garantidos. Devido à contínua inovação, pesquisa e melhoria de produtos, a Canadian Solar Inc. reserva-se o direito de fazer modificações nas informações descritas neste documento a qualquer momento e sem aviso prévio. Sempre adquira a versão mais recente da ficha técnica, que deve ser devidamente incorporada ao contrato legal firmado pelas partes regulamentando todas as transações relativas à compra e à venda dos produtos aqui descritos.

Atenção: Apenas para uso profissional. A instalação e o manuseio de módulos fotovoltaicos requerem habilidades profissionais. Apenas profissionais qualificados devem realizá-los. Leia as instruções de segurança e instalação antes de usar os módulos.

**CANADIAN SOLAR INC.**

Julho de 2016. Todos os direitos reservados. Ficha técnica do produto do módulo fotovoltaico V5.51P1\_NA

**DADOS MECÂNICOS**

Especificação	Dados
Tipo de célula	Policristalino, 6 polegadas
Organização das células	72 (6 x 12)
Dimensões	1.960 x 992 x 40 mm (77,2 x 39,1 x 1,57 pol.)
Peso	22,4 kg (49,4 lb)
Tampa dianteira	Vidro temperado de 3,2 mm
Material da estrutura	Liga de alumínio anodizado
Caixa de derivação	IP67, 3 diodos
Cabo	4 mm² (IEC) ou 4 mm² e 12 AWG 1.000 V (UL), 1.160 mm (45,7 pol.)
Conectores	T4 (IEC/UL)
Por palete	26 peças
Por contêiner (40' HQ)	624 peças

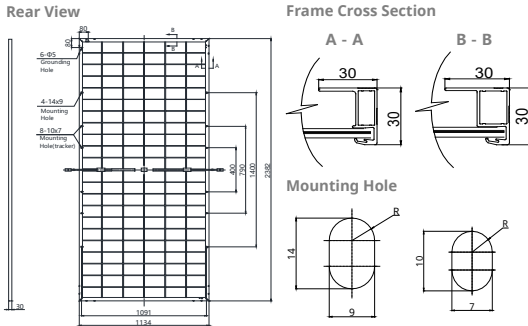
**CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA**

Especificação	Dados
Coefficiente de temperatura (Pmáx)	-0,41%/°C
Coefficiente de temperatura (Voc)	-0,31%/°C
Coefficiente de temperatura (Isc)	0,053%/°C
Temperatura operacional nominal da célula	45±2 °C

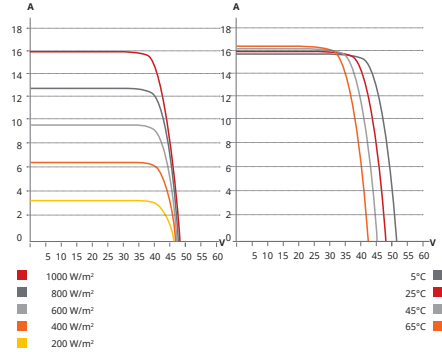
**SEÇÃO DO PARCEIRO**



**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS6.2-66TB-610 / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS6.2-66TB-595	595 W	40.2 V	14.81 A	47.4 V	15.79 A	22.0%	
	<b>Bifacial Gain**</b>						
	5%	625 W	40.2 V	15.55 A	47.4 V	16.58 A	23.1%
	10%	655 W	40.2 V	16.29 A	47.4 V	17.37 A	24.2%
20%	714 W	40.2 V	17.77 A	47.4 V	18.95 A	26.4%	
CS6.2-66TB-600	600 W	40.4 V	14.86 A	47.6 V	15.85 A	22.2%	
	<b>Bifacial Gain**</b>						
	5%	630 W	40.4 V	15.60 A	47.6 V	16.64 A	23.3%
	10%	660 W	40.4 V	16.35 A	47.6 V	17.44 A	24.4%
20%	720 W	40.4 V	17.83 A	47.6 V	19.02 A	26.7%	
CS6.2-66TB-605	605 W	40.6 V	14.91 A	47.8 V	15.91 A	22.4%	
	<b>Bifacial Gain**</b>						
	5%	635 W	40.6 V	15.66 A	47.8 V	16.71 A	23.5%
	10%	666 W	40.6 V	16.40 A	47.8 V	17.50 A	24.7%
20%	726 W	40.6 V	17.89 A	47.8 V	19.09 A	26.9%	
CS6.2-66TB-610	610 W	40.8 V	14.96 A	48.0 V	15.97 A	22.6%	
	<b>Bifacial Gain**</b>						
	5%	641 W	40.8 V	15.71 A	48.0 V	16.77 A	23.7%
	10%	671 W	40.8 V	16.46 A	48.0 V	17.57 A	24.8%
20%	732 W	40.8 V	17.95 A	48.0 V	19.16 A	27.1%	
CS6.2-66TB-615	615 W	41.0 V	15.01 A	48.2 V	16.02 A	22.8%	
	<b>Bifacial Gain**</b>						
	5%	646 W	41.0 V	15.76 A	48.2 V	16.82 A	23.9%
	10%	677 W	41.0 V	16.51 A	48.2 V	17.62 A	25.1%
20%	738 W	41.0 V	18.01 A	48.2 V	19.22 A	27.3%	
CS6.2-66TB-620	620 W	41.2 V	15.06 A	48.4 V	16.08 A	23.0%	
	<b>Bifacial Gain**</b>						
	5%	651 W	41.2 V	15.81 A	48.4 V	16.88 A	24.1%
	10%	682 W	41.2 V	16.57 A	48.4 V	17.69 A	25.2%
20%	744 W	41.2 V	18.07 A	48.4 V	19.30 A	27.5%	

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.  
 \*\* Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS6.2-66TB-595	450 W	38.0 V	11.84 A	44.9 V	12.73 A
CS6.2-66TB-600	454 W	38.2 V	11.88 A	45.1 V	12.78 A
CS6.2-66TB-605	458 W	38.4 V	11.92 A	45.3 V	12.83 A
CS6.2-66TB-610	461 W	38.6 V	11.96 A	45.4 V	12.88 A
CS6.2-66TB-615	465 W	38.8 V	12.00 A	45.6 V	12.92 A
CS6.2-66TB-620	469 W	39.0 V	12.04 A	45.8 V	12.97 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2382 x 1134 x 30 mm (93.8 x 44.6 x 1.18 in)
Weight	33.6 kg (74.1 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	300 mm (11.8 in) (+) / 200 mm (7.9 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	36 pieces
Per Container (40' HQ)	720 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

**ELECTRICAL DATA**

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Protection Class	Class II
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	80 %

\* Power Bifaciality = Pmax<sub>rear</sub> / Pmax<sub>front</sub>, both Pmax<sub>rear</sub> and Pmax<sub>front</sub> are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

**PARTNER SECTION**



CSI Solar Co., Ltd.  
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com



Datasheet	Growatt 17000TL3-S	Growatt 20000TL3-S	Growatt 25000TL3-S
<b>Input Data</b>			
Max recommended PV Power (for module STC)	21250W	25000W	31250W
Max DC voltage	1000V	1000V	1000V
Start Voltage	250V	250V	250V
PV voltage range	200V - 1000V	200V - 1000V	200V - 1000V
Nominal voltage	580V	580V	580V
Full load MPP voltage range	400V - 800V	400V - 800V	400V - 800V
Max. input current	37.5A/37.5A	37.5A/37.5A	37.5A/37.5A
Max. input current per string	12.5A	12.5A	12.5A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	2/3	2/3	2/3
<b>Output (AC)</b>			
Rated AC output power	17000W	20000W	25000W
Max. AC apparent power	18800VA	22200VA	27700VA
Max. output current	27.5A	32.2A	40.3A
AC nominal voltage;range	230V/400V ; 320-478V	230V/400V ; 320-478V	230V/400V ; 320-478V
AC grid frequency	50Hz/60Hz ±5Hz	50Hz/60Hz ±5Hz	50Hz/60Hz ±5Hz
Power factor	0.8 leading - 0.8 lagging	0.8 leading - 0.8 lagging	0.8 leading - 0.8 lagging
THDi	<3%	<3%	<3%
AC grid connection type	3W+N+PE	3W+N+PE	3W+N+PE
<b>Efficiency</b>			
Max. efficiency	98.7%	98.7%	98.7%
Euro - eta	98.4%	98.4%	98.4%
MPPT efficiency	99.5%	99.5%	99.5%
<b>Protection Devices</b>			
DC reverse polarity protection	yes	yes	yes
DC Switch	yes	yes	yes
DC Surge protection	Typell	Typell	Typell
Ground fault monitoring	yes	yes	yes
Output short circuit protection	yes	yes	yes
AC Surge protection	Typell	Typell	Typell
String Fuse protection	yes	yes	yes
String fault monitoring	yes	yes	yes
Anti-PID protection	yes	yes	yes
<b>General Data</b>			
Dimensions (W / H / D)	470/754/270 mm	470/754/270 mm	470/754/270 mm
Weight	48kg	48kg	48kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	≤50 dB(A)	≤50 dB(A)	≤50 dB(A)
Self-Consumption (night)	<1W	<1W	<1W
Topology	Transformerless	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	Smart cooling	Smart cooling	Smart cooling
Environmental Protection Rating	IP65	IP65	IP65
Altitude	4000m	4000m	4000m
Relative Humidity	0-100%	0-100%	0-100%
<b>Features</b>			
Display	LED+ LCD	LED+ LCD	LED+ LCD
Interfaces: RS232/R485/WiFi	yes / yes / opt	yes / yes / opt	yes / yes / opt
Warranty:5 years / 10 years	yes / opt	yes / opt	yes / opt
<b>Certificates and Approvals</b>			
CE, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N4105, G59, CEI 0-21, CEI 0-16, VFR 2014, EN50438, IEC 62116, IEC 61727, IEC 61683, IEC 60068			



**VRM ENERGY**  
Solar EPC Partner

FOR ENQUIRY

**VRM Energy Consultancy Services Pvt. Ltd.**

No.1, Rathinammal Street, Rangarajapuram Main Road,  
Kodambakkam, Chennai - 600 024

Mobile : +91 89399 80135

Website : www.vrmenergy.com | sales@vrmenergy.com



Datasheet	Growatt 7000TL3-S	Growatt 8000TL3-S	Growatt 9000TL3-S	Growatt 10000TL3-S	Growatt 11000TL3-S
<b>Input data</b>					
Max. recommended PV power (for module STC)	8400W	9600W	10800W	12000W	13200W
Max. DC voltage	1000V	1000V	1000V	1000V	1000V
Start Voltage	160V	160V	160V	160V	160V
PV voltage range	160V-1000V	160V-1000V	160V-1000V	160V-1000V	160V-1000V
Nominal voltage	600V	600V	600V	600V	600V
MPP voltage range at Full Power	320V-850V	360V-850V	400V-850V	450V-850V	450V-850V
Max. input current	11.5A/11.5A	11.5A/11.5A	11.5A/11.5A	13A/13A	13A/13A
Number of independent MPP trackers/ strings per MPP tracker	2/1	2/1	2/1	2/1	2/1
<b>Output (AC)</b>					
Rated AC output power	7kW	8kW	9kW	10kW	11kW
Max AC apparent power	7.7kVA	8.8kVA	9.9kVA	11kVA	12.1kVA
Max. output current	11.7A	13.3A	15A	16.7A	18.3A
AC nominal voltage;range	230V/400V ; 320-478V	230V/400V ; 320-478V	230V/400V ; 320-478V	230V/400V ; 320-478V	230V/400V ; 320-478V
AC grid frequency	50Hz/60Hz ±5Hz	50Hz/60Hz ±5Hz	50Hz/60Hz ±5Hz	50Hz/60Hz ±5Hz	50Hz/60Hz ±5Hz
Adjustable power factor	0.8leading - 0.8lagging	0.8leading - 0.8lagging	0.8leading - 0.8lagging	0.8leading - 0.8lagging	0.8leading - 0.8lagging
THDi	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
AC grid connection type	3W+N+PE	3W+N+PE	3W+N+PE	3W+N+PE	3W+N+PE
<b>Efficiency</b>					
Max. efficiency	98.3%	98.3%	98.4%	98.4%	98.4%
Euro - eta	97.5%	97.8%	98%	98%	98%
MPPT efficiency	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%
<b>Protection Devices</b>					
DC reverse polarity protection	yes	yes	yes	yes	yes
DC switch	yes	yes	yes	yes	yes
Output over current protection	yes	yes	yes	yes	yes
Output AC overvoltage Protection - Varistor	yes	yes	yes	yes	yes
Ground fault monitoring	yes	yes	yes	yes	yes
Grid monitoring	yes	yes	yes	yes	yes
Integrated all-pole sensitive leakage current monitoring unit	yes	yes	yes	yes	yes
<b>General Data</b>					
Dimensions(W/H/D)	480/448/200 mm	480/448/200 mm	480/448/200 mm	480/448/200 mm	480/448/200 mm
Weight	21.6kg	21.6kg	21.6kg	21.6kg	21.6kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)
Altitude	3000m	3000m	3000m	3000m	3000m
Self-consumption night	< 0.5W	< 0.5W	< 0.5W	< 0.5W	< 0.5W
Topology	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	Natural	Natural	Natural	Natural	Natural
Environmental Protection Rating	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Relative humidity	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%
<b>Features</b>					
DC connection	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)
AC connection	Screw terminal	Screw terminal	Screw terminal	Screw terminal	Screw terminal
Display	LCD	LCD	LCD	LCD	LCD
Interfaces:RS232/RS485/RF/Ether/Wi-Fi	yes/yes/opt/opt/opt	yes/yes/opt/opt/opt	yes/yes/opt/opt/opt	yes/yes/opt/opt/opt	yes/yes/opt/opt/opt
Warranty:5 years/10 years	yes/opt	yes/opt	yes/opt	yes/opt	yes/opt
<b>Certificates and Approvals</b>					
CE, IEC 62109-1/2, VDE 0126-1-1, @eccc, VFR 2014, VDE-AR-N4105, G83, EN50438, CEI 0-21, AS4777, IEC 61727, IEC 62116, CQC					



**VRM ENERGY**  
Solar EPC Partner

FOR ENQUIRY

**VRM Energy Consultancy Services Pvt. Ltd.**

No.1, Rathinammal Street, Rangarajapuram Main Road,  
Kodambakkam, Chennai - 600 024

Mobile : +91 89399 80135

Website : www.vrmenergy.com | sales@vrmenergy.com



Datasheet	Growatt 3000TL3-S	Growatt 4000TL3-S	Growatt 5000TL3-S	Growatt 6000TL3-S
<b>Input data</b>				
Max. recommended PV power (for module STC)	3600W	4800W	6000W	7200W
Max. DC voltage	1000V	1000V	1000V	1000V
Start Voltage	140V	140V	140V	140V
PV voltage range	140V-1000V	140V-1000V	140V-1000V	140V-1000V
Nominal voltage	620V	620V	620V	620V
MPP voltage range at Full Power	160V-800V	200V-800V	250V-800V	290V-800V
Max. input current	11A/11A	11A/11A	11A/11A	11A/11A
Number of independent MPP trackers/ strings per MPP tracker	2/1	2/1	2/1	2/1
<b>Output (AC)</b>				
Rated AC output power	3000W	4000W	5000W	6000W
Max AC apparent power	3000VA	4000VA	5000VA	6000VA
Max. output current	5.1A	6.8A	8.5A	10.2A
AC nominal voltage	230V/400V	230V/400V	230V/400V	230V/400V
AC grid frequency	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz	50Hz/60Hz
Power factor	0.8leading - 0.8lagging	0.8leading - 0.8lagging	0.8leading - 0.8lagging	0.8leading - 0.8lagging
THDi	<3%	<3%	<3%	<3%
AC grid connection type	3W+N+PE	3W+N+PE	3W+N+PE	3W+N+PE
<b>Efficiency</b>				
Max. efficiency	97.5%	97.8%	98.0%	98.0%
Euro - eta	96.5%	96.7%	96.9%	97.1%
MPPT efficiency	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%
<b>Protection Devices</b>				
DC reverse polarity protection	yes	yes	yes	yes
DC switch	yes	yes	yes	yes
Output over current protection	yes	yes	yes	yes
Output AC overvoltage Protection - Varistor	yes	yes	yes	yes
Ground fault monitoring	yes	yes	yes	yes
Grid monitoring	yes	yes	yes	yes
Integrated all-pole sensitive leakage current monitoring unit	yes	yes	yes	yes
<b>General Data</b>				
Dimensions(W/H/D)	480/448/200 mm	480/448/200 mm	480/448/200 mm	480/448/200 mm
Weight	21.2kg	21.2kg	21.2kg	21.2kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)	≤35 dB(A)
Altitude	3000m	3000m	3000m	3000m
Self-consumption night	< 0.5W	< 0.5W	< 0.5W	< 0.5W
Topology	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	Natural	Natural	Natural	Natural
Environmental Protection Rating	IP65	IP65	IP65	IP65
Relative humidity	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%
<b>Features</b>				
DC connection	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)	H4/MC4(opt)
AC connection	Screw terminal	Screw terminal	Screw terminal	Screw terminal
Display	LCD	LCD	LCD	LCD
Interfaces:RS232/RS485/RF/Ethernet/Wi-Fi	yes/yes/opt/opt/opt	yes/yes/opt/opt/opt	yes/yes/opt/opt/opt	yes/yes/opt/opt/opt
Warranty:5 years/10 years	yes/opt	yes/opt	yes/opt	yes/opt

**Certificates and Approvals**

CE, IEC 62109-1/2, VDE 0126-1-1, Greece, UTE C 15-712, VDE-AR-N4105, G83, EN50438, CEI 0-21, AS4777, IEC 61727, IEC 62116, CQC

## Technical Data



[www.deyeinverter.com](http://www.deyeinverter.com)

Model	SUN-25K-SG01HP3 -EU-BM2	SUN-30K-SG01HP3 -EU-BM3	SUN-40K-SG01HP3 -EU-BM4	SUN-50K-SG01HP3 -EU-BM4
<b>Battery Input Data</b>				
Battery Type	Li-Ion			
Battery Voltage Range (V)	160~800			
Max. Charging Current (A)	50+50			
Max. Discharging Current (A)	50+50			
Number of battery input	2			
Charging Strategy for Li-Ion Battery	Self-adaption to BMS			
<b>PV String Input Data</b>				
Max. DC Input Power (W)	32500	39000	52000	65000
Max. DC Input Voltage (V)	1000			
Start-up Voltage (V)	180			
MPPT Range (V)	150-850			
Full Load DC Voltage Range (V)	450-850	360-850	360-850	450-850
Rated DC Input Voltage (V)	600			
PV Input Current (A)	36+36	36+36+36	36+36+36+36	
Max. PV I <sub>sc</sub> (A)	55+55	55+55+55	55+55+55+55	
No. of MPP Trackers	2	3	4	
No. of Strings per MPP Tracker	2			
<b>AC Output Data</b>				
Rated AC Output and UPS Power (W)	25000	30000	40000	50000
Max. AC Output Power (W)	27500	33000	44000	55000
AC Output Rated Current (A)	37.9/36.3	45.5/43.5	60.7/58	75.8/72.5
Max. AC Current (A)	50	60	70	83.3
Max. Continuous AC Passthrough (A)	150			
Peak Power (off grid)	1.5 time of rated power, 10 S			
Generator input/Smart load /AC couple current (A)	37.9 / 150 / 37.9	45.5 / 150 / 45.5	60.8 / 150 / 60.8	75.8 / 150 / 75.8
Power Factor	0.8 leading to 0.8 lagging			
Output Frequency and Voltage	50/60Hz; 3L/N/PE 220/380, 230/400Vac			
Grid Type	Three Phase			
DC injection current (mA)	<0.5%I <sub>n</sub>			
<b>Efficiency</b>				
Max. Efficiency	97.60%			
Euro Efficiency	97.00%			
MPPT Efficiency	99.90%			
<b>Protection</b>				
Integrated	PV Input Lightning Protection, Anti-islanding Protection, PV String Input Reverse Polarity Protection, Insulation Resistor Detection, Residual Current Monitoring Unit, Output Over Current Protection, Output Shorted Protection, Surge protection			
Output Over Voltage Protection	DC Type II/AC Type III			
<b>Certifications and Standards</b>				
Grid Regulation	EN50549, AS4777.2:2015, VDE0126-1-1, IEC61727, VDEEN4105-2018, G99			
Safety EMC / Standard	IEC/EN 61000-6-1/2/3/4, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2			
<b>General Data</b>				
Operating Temperature Range ( )	-40~60°C, >45°C derating			
Cooling	Smart cooling			
Noise (dB)	<45 dB			
Communication with BMS	RS485; CAN			
Weight (kg)	75			
Size (mm)	527Wx894Hx294D			
Protection Degree	IP65			
Installation Style	Wall-mounted			
Warranty	5 years			



Ningbo Deye Inverter Technology Co., Ltd.

Add: No. 26 South Yongjiang Road, Daqi, Beilun, Ningbo, Zhejiang, China. | Tel: 0086-0574-86120560 | E-mail: market@deye.com.cn

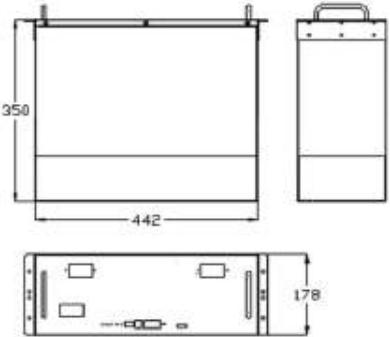



FICHA TÉCNICA DA BATERIA

## 48MLS100IN

### Características Dimensionais

Largura	Profundidade	Altura Total	Peso ( ±3% )
442 mm	350 mm	178 mm	36,10 Kg



### Características Gerais

Descrição do Modelo	Moura Solar Lítio
Capacidade (Ah, 25°C)	100Ah
Tipo de Bateria	Lítio Ferro Fosfato
Temperatura de Trabalho - Mínimo / Máximo	0° a 55°C

### Características Elétricas

Tensão Nominal	48V
Tensão mínima de descarga	37,5V
Tensão máxima de carga	54,8V
Máxima corrente de carga	100A
Corrente de carga recomendada	20A
Máxima corrente de descarga	100A
Corrente de descarga recomendada	20A
Ciclo de Vida (0,2C @25°C @DOD 80%)	> 6.000
Grau de Proteção	IP 30
Protocolo Comunicação	ModBus, SNMP, CAN
Interface de comunicação	RS232, RS485
Eficiência Energética	> 95%
Auto descarga (25°C )	< 3% por mês
Ambiente de aplicação	Interno
Conexão paralela	Máximo de 15 baterias

### Principais Proteções

Sobretensão, sub-tensão, sobre corrente, sobre temperatura, sub temperatura e curto circuito.

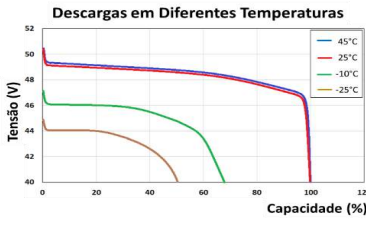
### Parâmetros de Proteção\*

	Sobretensão	Sub-tensão	Temp. Máxima	Temp. Mínima	Curto Circuito
<b>Alerta</b>	52,0V	40,0V	60°C	-15	100A
<b>Proteção</b>	54,5V	37,5V	65°C	-20	105A

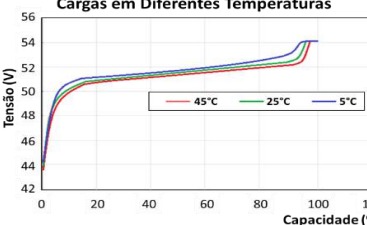
\* Podem ser configuráveis, consultar manual.

### Curvas Características

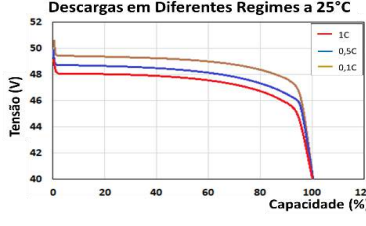
#### Descargas em Diferentes Temperaturas



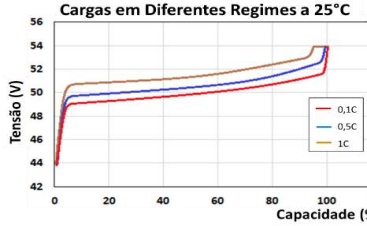
#### Cargas em Diferentes Temperaturas



#### Descargas em Diferentes Regimes a 25°C




#### Cargas em Diferentes Regimes a 25°C



### Normas atendidas e certificações

MSDS	UN38	UL	IEC
------	------	----	-----



A ficha técnica da bateria pode ser alterada sem aviso prévio.  
**Confira se esta é a última versão pelo QR Code ao lado**  
[moura.com.br/produtos/estacionarias](http://moura.com.br/produtos/estacionarias)

Atualizada por: Engenharia de Produto  
Data: Julho/2021 - Edição 2  
No caso de dúvidas entre em contato pelo [moura.estacionaria@grupomoura.com](mailto:moura.estacionaria@grupomoura.com)

