

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCAS DE MATOS DE SOUZA

**PROJEÇÃO DE CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO E OPERAÇÃO PARA
ELETROPOSTO COM DUAS ESTAÇÕES DE RECARGA DE 60 KW UTILIZANDO
UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ON-GRID**

Campo Grande - MS

2025

LUCAS DE MATOS DE SOUZA

**PROJEÇÃO DE CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO E OPERAÇÃO PARA
ELETROPOSTO COM DUAS ESTAÇÕES DE RECARGA DE 60 KW UTILIZANDO
UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ON-GRID**

Trabalho de Conclusão do Curso apresentado
como exigência para obtenção do grau de
Bacharelado em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul –
UFMS.

Orientador: Professor Dr. Ruben Barros Godoy

Campo Grande - MS

2025

Este trabalho é dedicado aos meus queridos pais que sempre me apoiaram.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiro a Deus por ter me mantido na trilha certa durante este projeto de pesquisa com saúde e forças para chegar até o final.

À minha mãe, Elenice Parreira de Matos pelo, carinho, amor e cuidado em momentos difíceis e que sempre me incentivou a estudar. Ao meu pai, Paulo Benites de Souza que sempre foi um homem muito trabalhador e sempre fez de tudo o que estava a seu alcance para me apoiar durante a minha trajetória.

À minha namorada, Samanta Galarça do Amaral pela compreensão e paciência demonstrada durante o período do projeto. Além de companheira é minha melhor amiga.

Ao meu irmão, Marx Parreira do Amaral que foi o meu suporte na minha infância e minha inspiração.

À minha irmã, Maice Parreira do Amaral que sempre me incentivou a não desistir dos estudos.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Ruben Barros Godoy por todo o ensinamento acadêmico nas disciplinas ministradas, paciência e aceitar conduzir o meu trabalho de pesquisa.

RESUMO

Neste trabalho é apresentado um estudo sobre os custos de implantação e operação de um eletroposto com duas estações de recarga rápida de 60 kW utilizando um sistema fotovoltaico on-grid. A vantagem verificada nesse estudo é o emprego de energia fotovoltaica, como alternativa à expansão do setor de VEs (Veículos Elétricos), associada à redução de impactos negativos na estabilidade da rede elétrica e maior sustentabilidade ambiental. É apresentado o dimensionamento de um sistema de geração fotovoltaica adequado, avaliando a quantidade de energia produzida para atendimento da demanda do eletroposto e a projeção dos custos operacionais ao longo da vida útil do empreendimento, incluindo: Manutenção, despesas com energia elétrica, taxas e eventuais substituições de equipamentos e análise de viabilidade econômica do projeto utilizando indicadores como valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e payback. Apresenta-se também, uma pesquisa bibliográfica para determinar os requisitos técnicos e levantar os principais custos para implantação do projeto. Diante disso, constata-se que uma usina fotovoltaica de 400 kW é o suficiente para atender a demanda de energia do eletroposto, sendo o investimento inicial de R\$ 1.667.558,52 com custo de operação e manutenção de 1,5% do investimento, apresentando uma redução no custo médio anual de energia de R\$ 275.628,19, onde pode-se concluir que apesar do custo inicial elevado, o projeto é viável economicamente, com retorno do investimento em um prazo máximo de 6 anos. Por fim, esse estudo pode auxiliar gestores da iniciativa pública e privada na análise de viabilidade técnica e econômica e na tomada de decisões em projetos e instalações de eletropostos de recarga rápida no futuro.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica; Demanda de energia; Redução no custo; Viabilidade econômica.

ABSTRACT

This paper presents a study on the implementation and operation costs of a charging station with two 60 kW fast charging stations using an on-grid photovoltaic system. The advantage verified in this study is the use of photovoltaic energy as an alternative to the expansion of the EV (Electric Vehicle) sector, associated with the reduction of negative impacts on the stability of the electrical grid and greater environmental sustainability. The sizing of an appropriate photovoltaic generation system is presented, evaluating the amount of energy produced to meet the demand of the charging station and the projection of operational costs throughout the useful life of the project, including: Maintenance, electricity expenses, fees and eventual equipment replacements and economic feasibility analysis of the project using indicators such as net present value (NPV), internal rate of return (IRR) and payback. A bibliographic research is also presented to determine the technical requirements and identify the main costs for project implementation. Given this, it is found that a 400 kW photovoltaic plant is sufficient to meet the energy demand of the charging station, with an initial investment of R\$ 1,667,558.52 and operating and maintenance costs of 1.5% of the investment, showing a reduction in the average annual energy cost of R\$ 275,628.19. Therefore, it can be concluded that despite the high initial cost, the project is economically viable, with a return on investment within a maximum period of 6 years. Finally, this study can assist managers in the public and private sectors in the technical and economic feasibility analysis and in decision-making regarding projects and installations of fast-charging charging stations in the future.

Keywords: Photovoltaic generation; Energy demand; Cost reduction; Economic viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Estrutura de um módulo fotovoltaico	15
Figura 2: Histórico de vendas de veículos leves eletrificados.....	19
Figura 3: Quantidade de eletropostos por região.....	21
Figura 4: Conector Tipo 1 (SAE J1772).....	23
Figura 5: Conector Tipo 2 (IEC 62196)	24
Figura 6: Conector GB/T 20234 (CA).....	25
Figura 7: Conector GB/T 20234 (CC).....	25
Figura 8: Conector CCS Tipo 1	26
Figura 9: Conector CCS Tipo 2.....	26
Figura 10: Conector CHAdeMO	27
Figura 11: Conector Tesla	28
Figura 12: Especificações do módulo fotovoltaico escolhido	35
Figura 13: Especificações do inversor fotovoltaico escolhido.	36
Figura 14: Preço médio dos sistemas FV telhado e solo.	40
Figura 15: Resultado da simulação de geração PVSyst.	43
Figura 16: Comparativo da energia gerada pela UFV e a demanda do eletroposto.	44
Figura 17: Custo de energia do eletroposto sem compensação da UFV.	45
Figura 18: Arranjo fotovoltaico dos inversores 1 e 2.	49
Figura 19: Arranjo fotovoltaico dos inversores 3 e 4.	49
Figura 20: Layout geral e distribuição das strings.....	50
Figura 21: Proteções CC do inversor.....	54
Figura 22: Planta baixa subestação 500 kVA.....	56
Figura 23: Sistema de aterramento da subestação	57
Figura 24: Diagrama unifilar	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação das estações de recarga.....	22
Tabela 2: Características elétricas do conector Tesla.....	28
Tabela 3: Perda na vida útil do transformador	29
Tabela 4: Características dos modelos de VEs.....	31
Tabela 5: Perfil de consumo do eletroposto	32
Tabela 6: Irradiação solar.	33
Tabela 7: Custo de uma subestação aérea de 150 kVA.....	40
Tabela 8: Custo total do estudo proposto.	41
Tabela 9: Custo total do estudo proposto.	41
Tabela 10: Taxas anuais de reajuste.	45
Tabela 11: Receitas e despesas UFV.....	46
Tabela 12: Fluxo de caixa do projeto.	47
Tabela 13: Indicadores financeiros.....	47
Tabela 14: Dados básicos UFV	48
Tabela 15: Quantidade de módulos e tensão das strings	50
Tabela 16: Resultado cálculo cabeamento CC.	51
Tabela 17: Queda de tensão CC	52
Tabela 18: Resultado cálculo cabeamento CA inversores.....	52
Tabela 19: Capacidade de condução de corrente barramento retangular de cobre.	53
Tabela 20: Queda de tensão CA.	54
Tabela 21: Proteção CA.....	55

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO: CRESCIMENTO DA MOBILIDADE ELÉTRICA, DEMANDA ENERGÉTICA E USO DE FONTES RENOVÁVEIS	11
1.2	JUSTIFICATIVA DO PROJETO	12
1.3	OBJETIVOS	13
1.3.1	Objetivo Geral	13
1.3.2	Objetivos Específicos	13
2	REFERENCIAL TEÓRICO	14
2.1	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	14
2.1.1	Princípio de funcionamento	14
2.1.2	Tipos de sistemas	15
2.2	VEÍCULOS ELÉTRICOS	18
2.2.1	Tipos de veículos elétricos	19
2.2.2	Estações de recarga e modo de carregamento	20
2.2.3	Tipos de conectores	22
2.3	INTEGRAÇÃO ENTRE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS	28
2.3.1	Desafios técnicos	28
2.3.2	Benefícios econômicos	30
3	METODOLOGIA	31
3.1	LEVANTAMENTO DA DEMANDA ENERGÉTICA DO ELETROPOSTO	31
3.2	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	33
3.2.1	Definição da irradiação solar local	33
3.2.2	Escolha dos módulos e inversores	34
3.2.3	Dimensionamento do cabeamento CC	37
3.2.4	Dimensionamento do cabeamento CA	38
3.3	ANÁLISE ECONÔMICA	39
3.3.1	Custo do sistema	39
3.3.2	Payback e VPL	41
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	42
4.1	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA	42
4.2	RESULTADOS ECONÔMICOS	44
4.3	PROJETO ELÉTRICO EXECUTIVO	48
4.3.1	Dimensionamento do sistema fotovoltaico	48
4.3.2	Dimensionamento da subestação da UFV	55

5 CONCLUSÃO.....	59
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60
APÊNDICE A – SUBESTAÇÃO 500 KVA	64
APÊNDICE B – LAYOUT GERAL DA UFV	66
APÊNDICE C – ENCAMINHAMENTO CC	68
APÊNDICE D – CIRCUITOS CC	70
APÊNDICE E – ATERRAMENTO.....	72
APÊNDICE F – DIAGRAMA UNIFILAR	74
ANEXO A – ESPECIFICAÇÕES DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	76
ANEXO B – ESPECIFICAÇÕES DO INVERSOR.....	79

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO: CRESCIMENTO DA MOBILIDADE ELÉTRICA, DEMANDA ENERGÉTICA E USO DE FONTES RENOVÁVEIS

Nas últimas décadas, a mobilidade elétrica tem se mostrado uma alternativa estratégica para enfrentar os desafios ambientais decorrentes da queima de combustíveis fósseis. No Brasil, em 2023, as emissões de dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) no setor de energia totalizou 420,07 milhões de toneladas, apresentando um aumento de 1,10% em relação ao ano anterior. Desse total, 53,27% das emissões é proveniente do setor de transporte, com 223,78 milhões de toneladas de CO_{2e}, um aumento de 3,18% em relação à 2022 (SEEG, 2024). A substituição progressiva de veículos com motores a combustão por veículos elétricos tem potencial para reduzir significativamente essas emissões, especialmente quando a eletricidade utilizada provém de fontes renováveis.

A circulação de veículos elétricos (VEs) no mundo superou 17 milhões de unidades em 2024, um aumento de 25% em relação ao ano anterior, representando aproximadamente 20% das vendas globais de automóveis (IEA, 2025). No entanto, com o aumento da quantidade de VEs vem a necessidade de melhoria da infraestrutura do sistema elétrico, para suportar o acréscimo da demanda por recarga. Com a eletrificação do transporte no Brasil, estima-se uma demanda para carregamento de VEs a bateria e híbridos plug-in de 3,8TWh entre 2025 e 2034 (EPE, 2024). Para evitar impactos negativos na estabilidade da rede, por exemplo, a sobrecarga em momentos de carregamento simultâneo, torna-se essencial o planejamento integrado entre mobilidade, geração e distribuição.

Nesse cenário, o uso de fontes renováveis surge como alternativa viável e estratégica para suprir a nova demanda energética de forma sustentável, por exemplo, a energia solar. A matriz elétrica do Brasil é predominantemente renovável com 88,2% da oferta interna de energia elétrica em 2024, destacando a fonte hídrica com 55,3%, energia eólica com 14,1% com uma potência instalada de 29.550MW e energia solar com 9,3% e 48.468MW considerando geração centralizada, micro e mini geração distribuída (MME, 2025).

Dessa forma, este trabalho propõe-se a responder ao seguinte problema de pesquisa: quais são os custos de implantação e operação de um eletroposto com duas estações de recarga rápida de 60 kW utilizando um sistema fotovoltaico on-grid? A compreensão desses custos é

fundamental para orientar investidores, empresas do setor elétrico e gestores públicos em projetos e programas futuros para a expansão da infraestrutura de recarga no país.

1.2 JUSTIFICATIVA DO PROJETO

O crescimento da mobilidade elétrica vem sendo destaque em todo o mundo. No Brasil, segundo a base de dados da Associação Brasileira do Veículo Elétrico (2025), a quantidade de veículos eletrificados leves em circulação ultrapassou 500 mil unidades no final de julho de 2025. Entretanto, a infraestrutura de recarga no país ainda é limitada, com baixa densidade de eletropostos, atualmente com 14.827 unidades, o que restringe a expansão da mobilidade elétrica (Abve, 2025).

Neste cenário, a implantação de eletropostos com estações de recarga rápida surge como uma solução eficiente, pois possibilita recargas em menor tempo e maior praticidade para os usuários. Quando associadas a sistemas fotovoltaicos, essas estações suprem parte significativa da demanda energética, reduzindo a dependência da rede elétrica convencional e os impactos ambientais, aproveitando a matriz elétrica brasileira, composta por mais de 88% de fontes renováveis (MME, 2025), e os elevados índices de irradiação solar que variam entre 4.500 e 6.300 Wh/m² por dia (Labren, 2017).

Além disso, a implementação do eletroposto contribui para a melhoria da qualidade do ar nas cidades, a redução da poluição sonora e a mitigação das emissões de poluentes atmosféricos, trazendo benefícios à saúde e o bem-estar da população. Ainda mais, contribui também no crescimento da eletromobilidade, gerando empregos e estimulando a inovação tecnológica. Na perspectiva acadêmica, a análise da projeção de custos de implantação e operação do eletroposto com duas estações de recarga rápida de 60 kW integrada a um sistema fotovoltaico constitui um estudo interdisciplinar relevante para a Engenharia Elétrica, envolvendo planejamento energético, dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, qualidade de energia e análise econômica.

Portanto, esse estudo possibilita a aplicação de modelos mais eficientes e sustentáveis, fornecendo dados importantes para gestores, investidores e formuladores de políticas públicas para futuros projetos, fortalecendo a infraestrutura de recarga no Brasil e contribuindo para consolidar a mobilidade elétrica.

1.3 OBJETIVOS

Nas seções abaixo estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste TCC.

1.3.1 Objetivo Geral

- Analisar e projetar os custos de implantação e operação para eletroposto com duas estações de recarga de 60 kW.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Dimensionar um sistema de geração fotovoltaica adequado avaliando a quantidade energia produzida para atendimento da demanda do eletroposto;
- Realizar a projeção dos custos operacionais ao longo da vida útil do empreendimento, incluindo manutenção, despesas com energia elétrica, taxas e eventuais substituições de equipamentos;
- Analisar a viabilidade econômica do projeto utilizando indicadores como Valor Presente Líquido (VPL) Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

2.1.1 Princípio de funcionamento

A energia solar fotovoltaica é gerada pela conversão direta da luz solar em eletricidade, utilizando células fotovoltaicas, que são dispositivos fabricados com materiais semicondutores e atuam como a unidade essencial dessa conversão. Esse processo é conhecido como efeito fotovoltaico (Pinho; Galdino, 2014).

Segundo Coelho, Schmitz e Martins (2022), em 1839, o físico Alexandre Edmond Becquerel notou que alguns materiais, quando expostos à luz, eram capazes de produzir eletricidade. Essa observação e o desenvolvimento do primeiro dispositivo de geração, uma célula de selênio e platina que surgiu em 1876 e foi construído pelos pesquisadores ingleses William Adams e Richard Ray abriu caminho para o estudo do efeito fotovoltaico e posteriormente, para o surgimento das tecnologias de geração de energia solar.

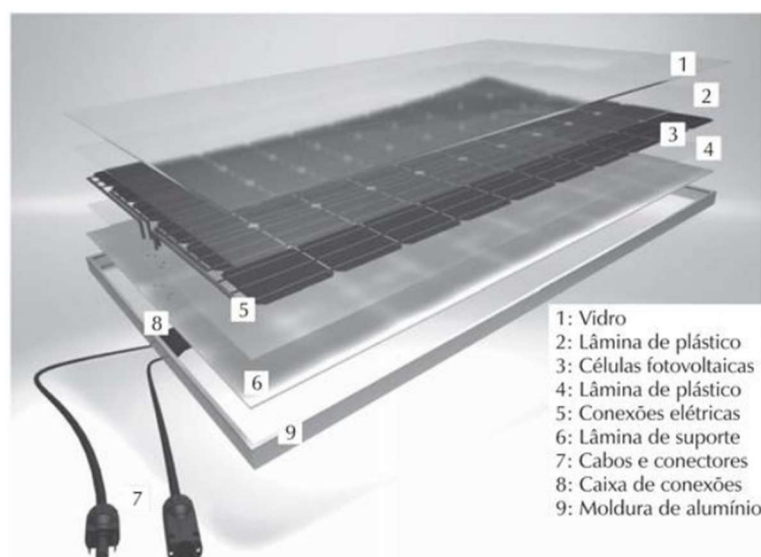
Diante disso, existem atualmente diversas tecnologias utilizadas na fabricação de células fotovoltaicas. O silício policristalino (p-Si) e silício monocristalino (m-Si), representam mais de 90% do mercado. Essas células são consideradas confiáveis e apresentam um alto rendimento. Uma outra tecnologia são as células de silício amorfo (a-Si) conhecidas como células de filme fino, apresentam um melhor aproveitamento da luz. Entretanto, o rendimento em comparação aos dispositivos cristalinos é inferior (Coelho; Schmitz; Martins, 2022).

Por fim, as células do tipo multijunção, orgânicas ou polímeras e as sensibilizadas por corante, apresentam potencial para aliar alto rendimento a baixo custo. Um exemplo é a tecnologia de heterojunção de silício (HJT), que se destaca por combinar as vantagens do silício cristalino (c-Si) e do silício amorfo (a-Si), apresentando baixa degradação, alta eficiência e produção em baixa temperatura (Pereira et al., 2024).

Nesse contexto, de acordo com Villalva (2015), quando células fotovoltaicas são agrupadas e conectadas eletricamente, constitui um módulo fotovoltaico. Dessa forma, as células são montadas em uma estrutura rígida e prensadas entre lâminas plásticas garantindo uma proteção mecânica e isolamento adequado. Em seguida, o módulo é recoberto por uma

lâmina de vidro, que serve como barreira contra impactos e intempéries, e, por fim, recebe uma moldura de alumínio para reforço estrutural. A Figura 1 ilustra os componentes de um módulo fotovoltaico.

Figura 1: Estrutura de um módulo fotovoltaico



Fonte: Villalva (2015)

Diante disso, para que a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos seja utilizada e injetada na rede elétrica, é necessário um dispositivo para converter a energia em corrente contínua (C.C) para corrente alternada (C.A), sendo utilizada diretamente no local de consumo ou ainda parte podendo ser utilizada e o excedente injetado na rede ou armazenado em baterias. Esse equipamento é o inversor onde “a tensão C.A. de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas. Adicionalmente, no caso de sistemas conectados à rede elétrica, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede elétrica” (Pinho; Galdino, 2014, p. 216).

2.1.2 Tipos de sistemas

Nesta seção, são abordados os diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos. De acordo com Pinho e Galdino (2014), os sistemas fotovoltaicos classificam-se em: Conectados à rede (On-Grid), isolados (Off-Grid) e quando combinados com outras fontes de geração além da fotovoltaica, tem-se os sistemas híbridos.

2.1.2.1 *Sistemas conectados à rede (On-Grid)*

Pinho e Galdino (2014) definem os sistemas On-Grid como sendo sistemas onde a energia gerada pode ser consumida diretamente pela carga ou injetada diretamente na rede onde outras unidades consumidoras também conectadas a rede de distribuição possam utilizar a energia gerada. De acordo com a Lei nº 14.300 (2022), sistemas com potência instalada de até 75 kW são classificados como microgeração distribuída, enquanto sistemas entre 75 kW e 5 MW são considerados sistemas de minigeração distribuída.

Segundo Alves (2019) o uso desse tipo de sistema apresenta um crescimento exponencial nos países desenvolvidos sendo uma fonte complementar ao sistema elétrico. Os sistemas On-Grid têm como vantagem a ausência de baterias para armazenamento, as quais possuem um alto custo de manutenção e uma vida útil baixa, além de que toda a energia gerada pelo sistema é utilizada ou injetada na rede (Tonin, 2017).

Vian et al. (2021) destaca que os principais componentes para esse tipo de sistema são eles:

- Painéis fotovoltaicos orientados de forma a aproveitar ao máximo a captação da irradiação solar;
- Inversor para converter a CC em CA de acordo com as especificações da rede elétrica;
- Sistema de proteção e controle de acordo com as normativas locais, podendo estar integrado no próprio inversor;
- Cabos para as conexões elétricas do lado CC entre os módulos fotovoltaicos e o inversor, como também do lado CA entre o inversor e a rede elétrica. Esses cabos devem ter isolamento para suportar radiações ultravioletas (UV) e também a temperatura.

Além disso, Tonin (2017) e Alves (2019) destacam a importância do medidor bidirecional, pois é um componente responsável por monitorar tanto a energia consumida quanto a energia injetada na rede elétrica. Sendo assim, quando o sistema produz mais energia do que será consumido o excedente é injetado na rede ficando com um saldo positivo no fim do mês. Por outro lado, quando o sistema produz menos energia do que será consumido, a rede fornece o necessário evitando a falta de energia. Desse modo, o medidor bidirecional contabiliza o montante de energia gerado e consumido, fazendo uma compensação de créditos no final do ciclo de faturamento em caso de excedente de energia injetado na rede (Alves, 2019).

2.1.2.2 *Sistemas isolados (Off-Grid)*

Segundo Lima (2022), os sistemas Off-Grid apresentam um princípio de funcionamento semelhante ao dos sistemas On-Grid. No entanto, como não estão conectados à rede elétrica, necessitam do uso de baterias para armazenar a energia gerada, garantindo o fornecimento às unidades em que estão instalados. Esse tipo de sistema tem sido uma solução principalmente em locais sem acesso à rede elétrica, como por exemplo zonas rurais.

Mello (2024) destaca que os principais componentes para esse tipo de sistema são:

- Painéis fotovoltaicos responsável pela captação da irradiação solar e geração da CC;
- Controlador de carga que direciona a CC para as baterias ou para o inversor;
- Baterias que armazenam a energia para que possam ser utilizadas em momentos onde não existe geração;
- Inversor que converte a energia em CC para CA para que possa ser utilizada.

Lima (2022) destaca que por não estar conectado à rede elétrica, esse tipo de sistema deve ter uma autonomia de no mínimo dois dias para suprir os momentos de baixa geração. Um outro ponto é que os inversores Off-Grid são feitos para alimentar diretamente as cargas, podendo ser danificados caso utilizados em sistemas On-grid.

2.1.2.3 Sistemas híbridos

Os sistemas híbridos combinam as características dos sistemas *On-Grid* e *Off-Grid*, tendo mais de uma fonte de geração, como por exemplo: Solar, eólica e diesel. Segundo Vian *et al.* (2021) é usual fazer o uso de geradores a diesel e baterias integrados aos painéis fotovoltaicos, assim quando esgotada a energia armazenada nas baterias o gerador a diesel inicia a operação. Ferreira (2024) apresenta o uso do inversor híbrido que permite uma combinação da geração através de painéis fotovoltaicos, fornecimento pela rede elétrica convencional e o uso de baterias para armazenamento.

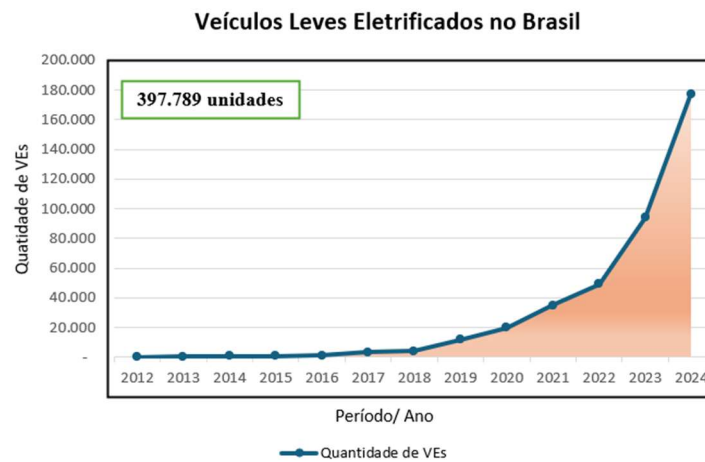
Quando a energia solar não é suficiente para atender às necessidades de consumo, o inversor híbrido complementa a energia em falta com a rede elétrica. Quando há excesso de energia solar, o inversor híbrido permite armazená-la nas baterias e/ou enviá-la de volta para a rede elétrica (Ferreira, 2024, p. 09).

2.2 VEÍCULOS ELÉTRICOS

De acordo com Constante (2019), um VE é composto por um conjunto propulsor elétrico que é alimentado por meio de baterias, sendo necessário uma fonte externa para que seja feito o seu carregamento. Segundo Medeiros e Campelo (2025), quando completamente carregado, um VE pode percorrer uma distância equivalente a um veículo a combustão, uma média de 160 km a 200 km, mas levam uma grande desvantagem pois o tempo de carregamento é elevado, podendo ficar várias horas fora de operação. Além disso, não é recomendado recarregar um VE quando a bateria possui uma autonomia muito baixa, mas sim quando está abaixo da metade da capacidade (Medeiros; Campelo, 2025).

Com o crescimento na adoção de VEs no mercado internacional, a necessidade da expansão da infraestrutura de carregamento torna-se cada vez mais urgente. Segundo a IEA (2025), a circulação de VEs no mundo superou 17 milhões de unidades em 2024, um aumento de 25% em relação ao ano anterior. No Brasil, em 2024, a quantidade de veículos eletrificados vendidos somava 397.789 unidades (Abve, 2024). Na Figura 2, é ilustrado o crescimento nas vendas de VEs entre 2012 e 2024.

Figura 2: Histórico de vendas de veículos leves eletrificados



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados da ABVE (2024)

2.2.1 Tipos de veículos elétricos

Os VEs podem ser divididos em três tipos, sendo veículos elétricos híbridos (HEVs), veículos elétricos híbridos plug-in (PHEVs) e os veículos elétricos a bateria (BEVs) (Caetano, 2021).

2.2.1.1 Veículo Elétrico Híbrido (HEV)

De acordo com Silva (2025), o HEV possui um motor elétrico e outro a combustão, podendo gerar energia elétrica na aceleração do motor a combustão fornecendo torque ao motor elétrico e também na frenagem regenerativa onde a energia não é perdida em forma de calor, mas aproveitada para carregamento das baterias a partir do acionamento dos freios. O motor elétrico faz com que o carro seja mais eficiente, pois ajuda a reduzir a demanda do motor a combustão como por exemplo, no uso do ar-condicionado, consumindo assim menos combustível gerando economia no reabastecimento e também reduzindo a emissão de GEE (Medeiros; Campelo, 2025).

2.2.1.2 Veículo Elétrico Híbrido Plug-in (PHEV)

O PHVE possui as mesmas características do HEV, tendo como diferença a possibilidade de ser recarregado pela rede elétrica local. Possui um motor a combustão e também um motor elétrico, tornando o seu custo de manutenção mais elevado, se comparado ao BEV. Porém, leva vantagem por não depender somente do motor elétrico (Silva, 2025).

2.2.1.3 Veículo Elétrico a Bateria (BEV)

Medeiros e Campelo (2025) definem o BEV como sendo um veículo que possui somente motor elétrico alimentado por uma bateria ou conjunto de baterias, sendo essas recarregadas por uma fonte externa e também utilizam a frenagem regenerativa assim como o HEV e PHEV. Além disso, por possuir somente um motor elétrico, o custo de manutenção é mais baixo se comparado com o HEV e PHEV, além de ter uma autonomia maior que esses modelos (Silva, 2025).

Apesar de ser puramente elétrico, não emitir GEE devido ao processo de combustão e ser considerado a melhor opção quando se trata de sustentabilidade, a eletricidade utilizada para recarregar a bateria do BEV pode ser de uma fonte poluente, por exemplo, termelétricas ou nuclear (Medeiros; Campelo, 2025).

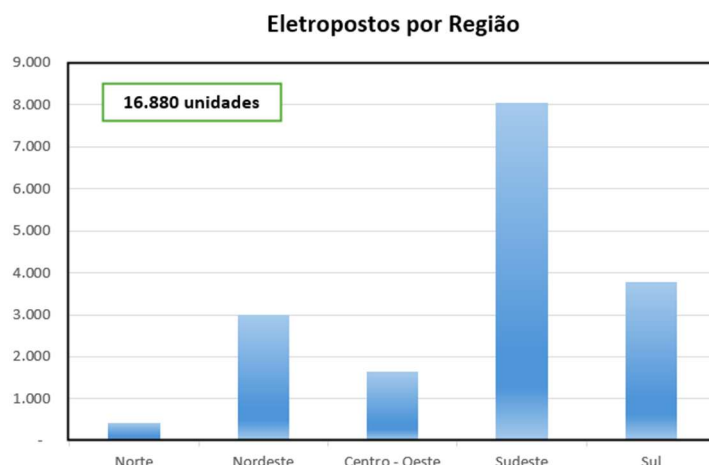
2.2.2 Estações de recarga e modo de carregamento

Os estudos realizados por Domeneghetti (2024) e Costa (2024), definem que as estações de carregamento, também conhecidas como eletropostos, são locais responsáveis pelo carregamento dos VEs e que o tempo de carregamento vai depender das características do eletroposto. Diante disso, Francescatto e Ross (2019) e Domeneghetti (2024) mencionam que encontrar esses pontos de recarga tanto em áreas públicas quanto em áreas privadas vem sendo cada vez mais comum. Contudo, Costa (2024) aponta que apesar do crescimento dos eletropostos em locais públicos, por exemplo, no Corredor Verde do Nordeste e na Rodovia Presidente Dutra que hoje são uma das principais eletrovias no país, ainda há uma necessidade da expansão de estações de recarga rápida para atender a demanda de VEs.

Segundo a ABVE (2025) atualmente existem 16.880 eletropostos no Brasil, sendo

13.025 de recarga lenta e 3.855 de recarga rápida com destaque para a região sudeste sendo a que possui o maior número de eletropostos. Na Figura 3, é ilustrado a quantidade de eletropostos por região.

Figura 3: Quantidade de eletropostos por região



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados da ABVE (2024)

De acordo com a ABNT NBR IEC 61851-1, existem quatro modos de carregamento:

- **Modo 1:** é um tipo de carregamento lento em CA monofásica, no qual o VE é conectado diretamente a uma tomada doméstica convencional. Para esse modo não há necessidade e recursos para controle da recarga. Por ser considerado inseguro, esse modo de carregamento é proibido em alguns países, como os EUA, Israel e Reino Unido.
- **Modo 2:** é um tipo de carregamento lento em CA semelhante ao modo 1, entretanto, utiliza um cabo que contém um dispositivo de controle incorporado (In-Cable Control and Protection Device – IC-CPD), garantindo uma maior segurança ao detectar falhas e controlar a corrente. Em países como EUA e Canadá a tensão é limitada a 250 V.
- **Modo 3:** de acordo com Bandeira (2024), esse é um tipo de carregamento em CA, onde o sistema de alimentação do VE está conectado diretamente à rede elétrica e os

sistemas responsáveis pela proteção, controle de recarga e comunicação estão todos incorporados na estação de recarga. Além disso, o VE pode otimizar o tempo de carregamento ou fornecer energia elétrica para a rede (Gomes, 2019).

- Modo 4: é um tipo de carregamento, que possui um conversor CA/CC incorporado na estação de recarga. Dessa forma, o carregamento é feito em CC, onde utiliza-se um carregador externo que é conectado diretamente à bateria do VE. Devido a isso, é possível entregar maiores valores de potência podendo ser superiores a 100 kW reduzindo o tempo de recarga se comparado aos outros modos (Silva, 2025).

Além disso, Teixeira (2021) aponta que as estações de recarga podem ser classificadas de diferentes formas, conforme o local de instalação, o nível de potência, ou a velocidade de recarga. Na Tabela 1, são apresentados os níveis de carregamento e suas características.

Tabela 1: Classificação das estações de recarga

Categoria	Tipo de Corrente	Potência (kW)	Tempo Médio de Recarga	Aplicação Típica
Nível 1 (Lenta)	CA monofásica	Até 3,7 kW	6 – 22 h	Residencial
Nível 2 (Semi-rápida)	CA monofásica/trifásica	7 – 22 kW	1 – 4 h	Supermercados, shoppings
Nível 3 (Rápida)	CC	50 – 350 kW	20 – 30 min	Rodovias, postos públicos

Fonte: Teixeira (2021).

2.2.3 Tipos de conectores

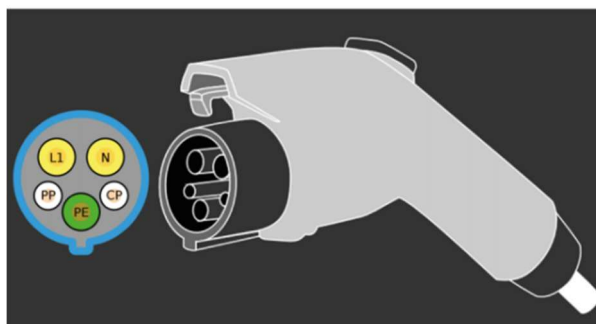
2.2.3.1 Tipo 1 (IEC 62196-2) ou SAE J1772 (Plugue CA)

A *Society of Automobile Engineers* (SAE) buscava substituir os protocolos existentes de 1990, criados para potência mais baixa. Então, em 2009, foi desenvolvido pela Yazaki um projeto de um conector que seria capaz de fornecer uma potência maior e reduzir o tempo de recarga dos VEs. Esse projeto foi aprovado pela SAE em 2010, passando a ser conhecido como o conector padrão SAE J1772 ou Tipo 1 e muito utilizado nos Estados Unidos e Japão (Chamberlain; Al-Majeed, 2021).

O conector Tipo 1 é utilizado em conexões monofásicas em CA com tensão de 250 V e corrente de 32 A, embora de acordo com a IEC 62196-2, nos Estados Unidos, existam

conexões que permitem uma corrente de até 80 A. O conector possui 1 pino de fase, 1 pino de neutro, 1 pino de controle de comunicação (CP) e 1 pino controle de proximidade (PP) que sinaliza quando o conector está travado evitando que seja desconectado. Esse tipo de conector é muito utilizado em VEs das marcas Chevrolet, Toyota, Nissan e Mitsubishi. Na Figura 4, é ilustrada a configuração do conector Tipo 1.

Figura 4: Conector Tipo 1 (SAE J1772)



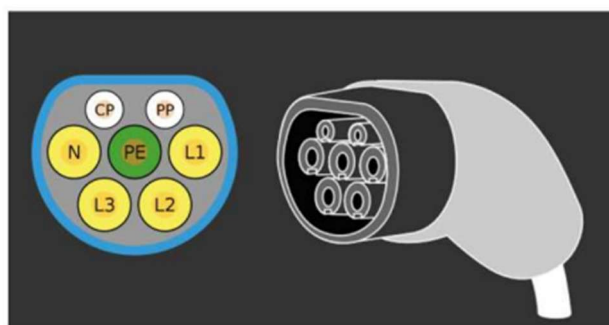
Fonte: Silva (2023)

2.2.3.2 Tipo 2 (IEC 62196-2) ou Mennekes (Plugue CA)

O sistema elétrico da Europa tinha características diferentes dos sistemas elétricos dos Estados Unidos e do Japão. Portanto, o conector Tipo 1 não atenderia ao mercado europeu. Diante disso, a Mennekes desenvolveu um conector que era capaz de operar tanto em redes monofásicas quanto trifásicas. Esse conector ficou conhecido como Tipo 2 ou Mennekes (Chamberlain; Al-Majeed, 2021).

O conector Tipo 2, quando utilizado em conexões monofásicas em CA, permite uma tensão de até 250 V e corrente até 70 A. Para conexões trifásicas em CA permitem uma tensão de até 480V e corrente até 63 A. Esse é o padrão mais utilizado no Brasil, adotado pela *ABNT NBR IEC 62196*, possui 3 pinos de fase, 1 pino de neutro, 1 pino de proteção, 1 pino de controle de comunicação (CP) e 1 pino controle de proximidade (PP). Na Figura 5, é ilustrada a configuração do conector Tipo 2.

Figura 5: Conector Tipo 2 (IEC 62196)



Fonte: Silva (2023)

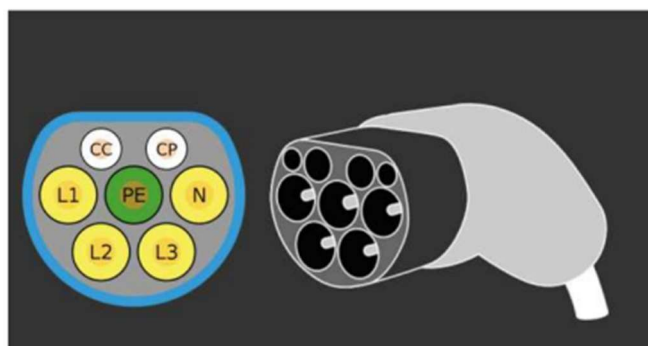
2.2.3.3 GB/T 20234 (Plugue CA ou CC)

A *Guobiao Standards* (GB) desenvolveu o padrão GB/T 20234, que é utilizado no carregamento dos VEs na China. Esse conector é idêntico ao conector Tipo 2, entretanto, é incompatível com os veículos europeus, pois enquanto os padrões SAE J1772 e IEC 62196 utilizam o mesmo protocolo de comunicação entre veículo e carregador, o padrão chinês utiliza um protocolo próprio. Pode ser empregado tanto em CA quanto em CC (Ok; Vennilashree, 2025).

O conector GB/T 20234 em CA para conexões monofásicas permite uma tensão de até 250 V e corrente até 32A. Em conexões trifásicas a tensão de alimentação pode chegar a 440 V com uma corrente de até 63 A. Para o carregamento em CC a tensão de alimentação pode variar de 750V a 1000 V e corrente de 80A a 250A. Além disso, a potência máxima de carregamento em CC é maior, podendo chegar até 250kW, enquanto em CA está limitada a 27,7 kW (Sanguesa *et al.*, 2021).

Diante disso, para o modo de carregamento em CA, os pinos são os mesmos do Tipo 2 mudando apenas a ordem dos pinos de alimentação, controle de comunicação (CP) e controle de proximidade (CC). Na Figura 6, é ilustrada a configuração do conector GB/T 20234 em CA.

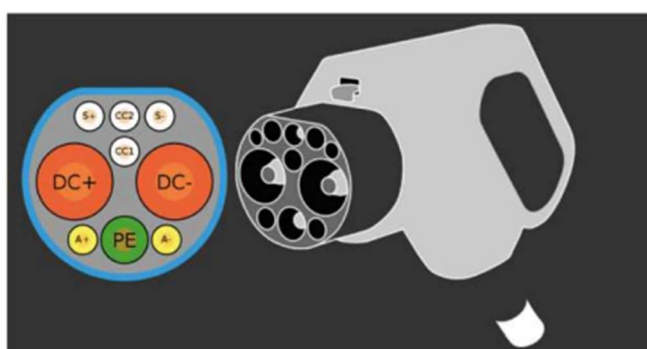
Figura 6: Conector GB/T 20234 (CA)



Fonte: Adaptado de Silva (2023)

Silva (2023) e Silva (2025) apontam em seus estudos que, no modo de carregamento em CC, que é o padrão de carregamento rápido chinês, tem-se uma configuração diferente de pinos. Ao todo o conector possui 9 pinos que podem ser divididos entre pinos de alimentação e pinos de sinalização. Dito isso, pode-se definir os pinos de alimentação como sendo 2 para carregar a bateria principal, 2 para carregar a bateria auxiliar e 1 para proteção. Para os pinos de sinalização são utilizados 2 para comunicação e 2 para controle de proximidade. Na Figura 7, é ilustrada a configuração do conector GB/T 20234 em CC.

Figura 7: Conector GB/T 20234 (CC)



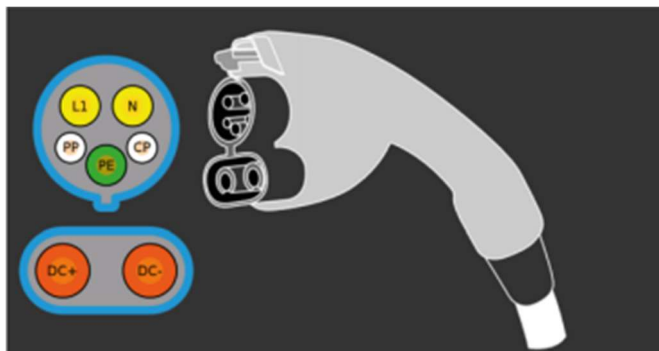
Fonte: Adaptado de Silva (2023)

2.2.3.4 CCS – Combined Charging System 1 e 2 (CA e CC)

Para oferecer um carregamento mais rápido em CC, como alternativa os fabricantes unificaram os padrões de carregamento CA e CC, com isso o conector Tipo 1 ganhou mais dois pinos passando então a se chamar Combined Charging System 1 (CCS1) com uma potência de

carregamento de até 350 kW. Na Figura 8, é ilustrada a configuração do conector CCS Tipo 1.

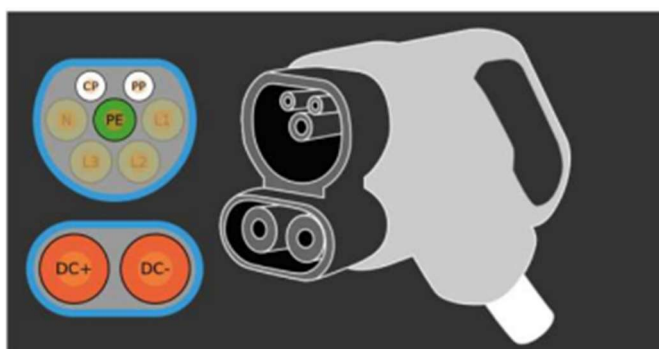
Figura 8: Conector CCS Tipo 1



Fonte: Adaptado de Silva (2023)

O conector Tipo 2 para o carregamento rápido em (CC) assim como o Tipo 1, ganhou mais dois pinos passando então a se chamar Combined Charging System 2 (CCS2) também com uma potência de carregamento de até 350 kW. Esse modelo é o mais compatível com os veículos vendidos no Brasil, sendo o mais presente nos eletropostos de carregamento rápido disponíveis no país, como por exemplo, na Eletrovia BR-277 (Silva, 2025). Na Figura 9, é ilustrada a configuração do conector CCS Tipo 2.

Figura 9: Conector CCS Tipo 2



Fonte: Adaptado de Silva (2023)

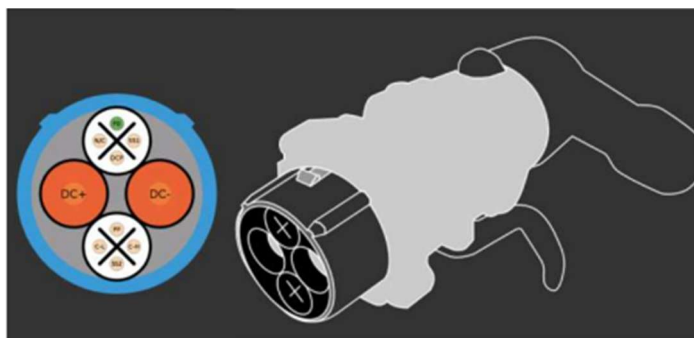
2.2.3.5 CCS – CHAdeMO - Charge de Move (CC)

Desenvolvido no Japão pela *Tokyo Electric Power Company* (TEPCO), o CHAdeMO é um dos primeiros padrões de carregamento rápido em CC. Embora, inicialmente associado a

fabricantes japoneses de VEs como Honda, Nissan, Mitsubishi, Subaru e Toyota, também é possível encontrar esse padrão nos EUA e Europa.

Segundo Sanguesa *et al.* (2021) e Silva (2023), os primeiros conectores do padrão CHAdeMO suportavam uma tensão de alimentação de até 400 V e corrente até 200 A, no entanto, com o mais recente protocolo CHAdeMO (3.0) podem suportar uma tensão de alimentação de até 1,5 kV, corrente de até 600 A e potência de carregamento de até 900 kW. Do ponto de vista da configuração dos pinos, os dois autores, mencionam que esse tipo de conector possui 10 pinos, sendo 2 para alimentação CC, 1 para proteção e 7 para comunicação. Na Figura 10, é ilustrada a configuração do conector CHAdeMO.

Figura 10: Conector CHAdeMO

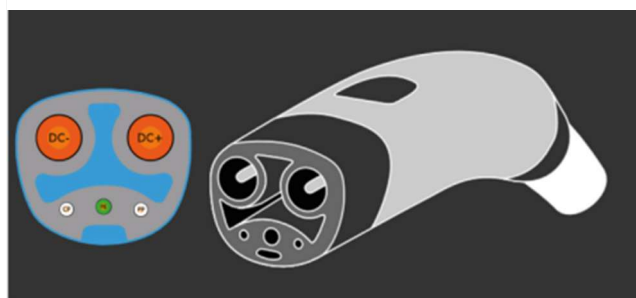


Fonte: Silva (2023)

2.2.3.6 Tesla ou NACS - North American Charging Standard (CA e CC)

A Tesla, a maior fabricante de VEs nos EUA, desenvolveu um padrão exclusivo de conector, que foi padronizado pela *North American Charging Standard* (NACS). Segundo Bandeira (2024) para que os VEs de outros fabricantes utilizassem as estações de recarga da Tesla chamadas de Superchargers, essas foram adaptadas com um conector adicional e adaptadores para os conectores Tipo 1 e CHAdeMO nos EUA e CCS na Europa. No entanto, de acordo com Bernard *et al.* (2024), em novembro de 2022, a Tesla abriu seu design de conector para outros fabricantes e provedores de serviços de carregamento. Logo em seguida, a SAE padronizou o NACS como J3400. Na Figura 11, é ilustrada o conector da Tesla.

Figura 11: Conector Tesla



Fonte: Silva (2023)

O conector Tesla ou NACS, permite o carregamento tanto em CC quanto em CA utilizando o mesmo conector. Para as estações de carregamento domésticas, é possível o carregamento em CA monofásica com tensão de alimentação de até 250V com potência de até 11,5kW. Já o carregamento em CC é feito nas Superchargers Tesla, que podem fornecer até 350 kW sendo capaz de carregar 80% da bateria em 20 minutos. Na Tabela 2, são apresentadas as características de carregamento dos conectores Tesla.

Tabela 2: Características elétricas do conector Tesla

Tipo de Corrente	Potência	Tensão de Alimentação	Corrente Máxima
CA monofásica	Até 11,5 kW	Até 250 V	48 A
CC	Até 350 kW	Até 500 V	800 A

Fonte: Adaptado de Acharige *et al.* (2023) e Bandeira (2024)

2.3 INTEGRAÇÃO ENTRE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

2.3.1 Desafios técnicos

Em uma grande parte dos estudos disponíveis sobre a integração de VEs e de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica os principais desafios destacados são: A variação de tensão, o desequilíbrio de tensão, variação de frequência e sobrecargas em componentes da rede elétrica. Dias (2025) avaliou em seu estudo o impacto da inserção de até 2 eletropostos em um sistema

IEEE 34 Barras. Com a inserção de 1 eletroposto no sistema, um dos barramentos apresentou uma redução de tensão de 0,91 pu para 0,81 em comparação à operação somente com cargas residenciais, comerciais e industriais. A partir do momento que o sistema passou a operar com 2 eletropostos conectados, a tensão nesse mesmo barramento passou de 0,81 pu para 0,79 pu comprometendo a qualidade de energia.

Soleimani, Affonso e Kezunovic (2019) avaliaram o impacto da recarga VEs em um edifício residencial na vida útil dos transformadores, considerando a geração fotovoltaica e o armazenamento de energia. Em uma situação com alta penetração de VEs e sem um sistema externo para suprir a demanda adicionada gerada, a perda na vida útil é elevada. Já um cenário com energia fotovoltaica aliada a uma capacidade de armazenamento adequada apresenta uma perda percentual pequena. Na Tabela 3, é apresentada a perda na vida útil do transformador em cada caso analisado.

Tabela 3: Perda na vida útil do transformador

Cenário	Energia fotovoltaica	Penetração de VEs	Capacidade de Armazenamento	Perdas (%)
1	-	-	-	0,0124
2	-	elevada	-	33,45
3	sim	elevada	-	12,23
4	-	elevada	20 kWh	6,86
5	-	elevada	40 kWh	1,6
6	sim	elevada	20 kWh	2,3125
7	sim	elevada	40 kWh	0,45

Fonte: Adaptado de Soleimani, Affonso e Kezunovic (2019)

Além disso a geração de sistemas fotovoltaicos pode afetar a qualidade de energia elétrica. Segundo o estudo de Monteiro (2024) apresentou uma pequena elevação nas distorções harmônicas na rede elétrica em momentos de baixa geração de um sistema fotovoltaico na Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), com o aumento da energia injetada essas distorções reduziram.

Paralelamente a isso, Silva JR (2025) menciona que quando a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos é injetada na rede elétrica, pode causar uma sobrecarga principalmente em picos de geração. Portanto o armazenamento de energia utilizando baterias pode contribuir para equilibrar o consumo e geração de energia, armazenando o excedente em momentos de pico de geração e fornecendo energia em momentos de demanda elevada (Silva JR, 2025).

2.3.2 Benefícios econômicos

Com relação aos custos envolvidos na implementação de estações de carregamento de VEs, com sistema fotovoltaico, incluem-se principalmente, o custo do sistema fotovoltaico, o custo do equipamento de armazenamento de energia, o custo inicial de investimento nos pontos de recarga, o custo de operação e manutenção, o custo de substituição de equipamentos e o custo de compra de eletricidade da rede.

Yang *et al.* (2021) avaliou em seu estudo os efeitos econômicos de uma estação de carregamento rápido para ônibus elétricos em Pequim integrada com um sistema fotovoltaico de 445 kW e capacidade de armazenamento de 616 kWh. O sistema proposto gerou uma economia média anual de ¥ 473.200,00 (R\$ 354.900,00) sendo as principais receitas a venda da recarga de VEs, renda proveniente do excedente de energia fotovoltaica e subsídios. Apesar do custo de substituição do sistema de armazenamento no 11º ano, ainda se mostrou uma opção economicamente atrativa.

Em outro estudo Sun *et al.* (2022) analisou os impactos econômicos de estações de recarga com geração fotovoltaica e sistema de armazenamento de energia em diferentes locais. Dentre os locais analisados os hospitais apresentaram uma taxa de retorno de investimento de 13,92% e os shoppings centers uma taxa de retorno de 12,81%, sendo as mais altas. Portanto, a implementação desse modelo de sistema nesses locais se mostrou favorável devido ao seu potencial de redução dos custos de energia elétrica.

Além disso, Yang *et al.* (2021) menciona que os sistemas fotovoltaicos aliados ao armazenamento de energia beneficiam também as distribuidoras, pois reduzem a demanda da rede elétrica prolongando a vida útil e também os custos de modernização e manutenção.

Dessa forma, os principais benefícios econômicos observados nesses estudos estão relacionados ao custo da energia elétrica e ao custo de adequação de componentes da rede. Yang *et al.* (2021) ainda sugere que o modelo Parceria Público Privada (PPP) e medidas para incentivar a participação no mercado de eletricidade para melhorar a qualidade de energia, podem impulsionar a infraestrutura de carregamento.

3 METODOLOGIA

3.1 LEVANTAMENTO DA DEMANDA ENERGÉTICA DO ELETROPOSTO

Para estimar a demanda energética do eletroposto é necessário saber o nível de carregamento assim como as características do VEs que utilizarão as estações de recarga. Inicialmente realizou-se um levantamento dos principais modelos mais vendidos no Brasil nos últimos dois anos, foram considerados apenas veículos puramente elétricos *BEVs*. Diante disso e com base na Tabela 1, adotou-se para o estudo o nível 3 que é um carregamento rápido em CC. Na Tabela 4, são apresentadas as características dos VEs.

Tabela 4: Características dos modelos de VEs

Modelo	Fabricante	Bateria (kWh)	Tempo de recarga (80%)
DOLPHIN MINI GS5EV	BYD	38,0	22 min
DOLPHIN GS 180EV	BYD	44,9	30 min
YUAN PRO GS 290EV	BYD	45,1	30 min
DOLPHIN PLUS 310EV	BYD	60,5	30 min
ORA 03 SKIN BEV48	GWM	48,0	30 min
ORA 03 GT BEV63	GWM	63,0	40 min
YUAN PLUS GL 310EV	BYD	60,5	30 min
EX30 E60 ULTRA	VOLVO	69,0	28 min
E-KWID INTENSE	RENAULT	26,8	40 min

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados da ABVE (2025) e dos fabricantes.

Para cada estação de recarga adotou-se uma demanda de 60 kW, totalizando 120 kW. Além disso, considerou-se ainda uma demanda de 2 kW para iluminação. Desta forma a carga total para o eletroposto será de 122 kW. Para o estudo foram analisados dois cenários:

- Dias úteis: dias com uma maior demanda de recarga no período das 5h às 23h, com no máximo dois VEs sendo carregados a cada hora. A iluminação é acionada as 18h e desligada as 5h.
- Finais de semana: dias com uma menor demanda de recarga no período das 5h às 23h, com no máximo dois VEs sendo carregados a cada três hora. A iluminação é acionada as 18h e desligada as 5h.

Na Tabela 5, é apresentado o perfil de consumo do eletroposto nos dias úteis e finais de semana.

Tabela 5: Perfil de consumo do eletroposto

Dias úteis				Finais de semana			
Período	Demanda (kW)	Consumo acumulado	Carga	Período	Demanda (kW)	Consumo acumulado	Carga
0-1	2	2	iluminação	0-1	2	2	iluminação
1-2	2	4	iluminação	1-2	2	4	iluminação
2-3	2	6	iluminação	2-3	2	6	iluminação
3-4	2	8	iluminação	3-4	2	8	iluminação
4-5	2	10	iluminação	4-5	2	10	iluminação
5-6	120	130	2 VEs	5-6	120	130	2 VEs
6-7	120	250	2 VEs	6-7		130	
7-8	120	370	2 VEs	7-8		130	
8-9	120	490	2 VEs	8-9	120	250	2 VEs
9-10	120	610	2 VEs	9-10		250	
10-11	120	730	2 VEs	10-11		250	
11-12	120	850	2 VEs	11-12	120	370	2 VEs
12-13	120	970	2 VEs	12-13		370	
13-14	120	1090	2 VEs	13-14		370	
14-15	120	1210	2 VEs	14-15	120	490	2 VEs
15-16	120	1330	2 VEs	15-16		490	
16-17	120	1450	2 VEs	16-17		490	
17-18	120	1570	2 VEs	17-18	120	610	2 VEs
18-19	122	1692	2 VEs, iluminação	18-19	2	612	iluminação
19-20	122	1814	2 VEs, iluminação	19-20	2	614	iluminação
20-21	122	1936	2 VEs, iluminação	20-21	122	736	2 VEs, iluminação
21-22	122	2058	2 VEs, iluminação	21-22	2	738	iluminação
22-23	122	2180	2 VEs, iluminação	22-23	2	740	iluminação
23-24	2	2182	2 VEs, iluminação	23-24	2	742	iluminação

Fonte: Elaborado pelo autor.

Por fim, para calcular o consumo mensal, foi considerado um mês de 30 dias, dos quais 22 são dias úteis e 8 são finais de semana. Desta forma, utilizando a equação (1) determinou-se que o consumo de energia mensal previsto para o eletroposto será de 53.940 kWh.

$$E_{el} = E_{Dut} * Dut + E_{FDS} * Dnut \quad (1)$$

$$E_{el} = 2182 * 22 + 742 * 8 = 53.940 \text{ kWh} \quad (2)$$

E_{el} – consumo de energia mensal do eletroposto;

E_{Dut} – consumo de energia nos dias úteis;

E_{FDS} – consumo de energia nos dias não úteis;

Dut – quantidade de dias úteis;

Dnu – quantidade de dias não úteis.

3.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.2.1 Definição da irradiação solar local

Para realizar o dimensionamento do sistema fotovoltaico é necessário saber a irradiação solar média em Campo Grande/MS. De acordo com a base do CRESESB, a irradiação solar média diária no plano horizontal é de 5,01 kWh /m². dia. Na Tabela 6, é mostrada a irradiação ao longo do ano.

Tabela 6: Irradiação solar.

Plano Horizontal	0° N	5,62	5,67	5,31	4,76	4	3,75	3,9	4,77	4,93	5,42	5,86	6,15	5,01
Ângulo igual a latitude	21° N	5,11	5,4	5,42	5,32	4,83	4,73	4,82	5,54	5,2	5,28	5,37	5,49	5,21
Maior média anual	19° N	5,17	5,45	5,43	5,29	4,77	4,65	4,76	5,49	5,2	5,31	5,44	5,57	5,21
Maior mínimo mensal	26° N	4,92	5,27	5,37	5,37	4,96	4,89	4,97	5,64	5,19	5,17	5,19	5,26	5,18

Fonte: CRESESB

Além disso, para calcular a potência do sistema, obteve-se inicialmente a geração necessária para compensação aplicando um fator de correção para ajustar o consumo mensal. O fator de correção é definido pela equação (3).

$$F_c = \frac{TE_{ponta}}{TE_{F.ponta}} \quad (3)$$

F_c – fator de correção;

TE_{ponta} – tarifa de energia ponta;

$TE_{F.ponta}$ – tarifa de energia fora ponta.

Após realizar uma busca nas tarifas de aplicação vigentes na base de dados da *Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)*, obteve-se as tarifas de energia do subgrupo A4 Azul na ponta e fora ponta de 0,44621 R\$/kWh e 0,26963 R\$/kWh, respectivamente. Desta forma aplicou-se o fator de correção de aproximadamente 1,65 no consumo de energia na ponta resultando em um consumo de 13.252,42 kWh. Portanto, considerando o consumo na ponta corrigido e o consumo fora ponta, a energia total para compensação será de 59.184,42 kWh.

Por fim, considerou-se uma eficiência de 80% e a partir da equação (4), obteve-se a potência de geração preliminar do sistema.

$$P_{gp} = \frac{Ec}{Irs * Efs * 30} = \frac{59.184,42}{5,01 * 0,8 * 30} = 492,22 \text{ kWp} \quad (4)$$

P_{gp} – potência de geração preliminar do sistema;

Ec – energia para compensação em kWh;

Irs – irradiação solar média diária em kWh/m²;

Efs – eficiência global do sistema.

3.2.2 Escolha dos módulos e inversores

Para esse sistema o módulo fotovoltaico escolhido foi o modelo SS-610-66MDH-G11 de 610 Wp da SUNOVA. Na Figura 12, são ilustradas as especificações elétricas do módulo. Para mais informações consultar a folha de dados do fabricante disponível nos Anexos.

Figura 12: Especificações do módulo fotovoltaico escolhido

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Model of modules	SS-610-66MDH-G11(T)
	STC
Maximum power — P_{mp} (W)	610
Open-circuit voltage — V_{oc} (V)	49.00
Short-circuit current — I_{sc} (A)	15.86
Maximum power voltage — V_{mp} (V)	40.80
Maximum power current — I_{mp} (A)	14.96
Module efficiency — η_m (%)	22.6
Power tolerance (W)	(0,+5)
Maximum system voltage (V)	1500
Maximum rated fuse current (A)	25
Current operating temperature (°C)	-40~+85 °C

Fonte: Datasheet do fabricante

Diante disso, com a potência de geração preliminar obtida na equação (4) e o módulo fotovoltaico escolhido, calculou-se a quantidade necessária de módulos para o sistema. Para isso, utilizou-se a equação (5).

$$N_{mód}^o = \frac{P_{gp}}{P_{mod}} = \frac{492,22}{0,61} \cong 807 \text{ módulos} \quad (5)$$

P_{gp} — potência de geração preliminar em kWp;

$N_{mód}^o$ — quantidade de módulos do sistema;

P_{mod} — potência nominal do módulo em kWp.

Para o projeto adotou-se 808 módulos e definiu-se 4 inversores *On-Grid* modelo MAX 100KTL3-X2 LV de 100 kW da GROWATT. As principais especificações técnicas são ilustradas na Figura 13. Para mais informações consultar a folha de dados do fabricante disponível nos Anexos.

Figura 13: Especificações do inversor fotovoltaico escolhido.

Ficha de dados	MAX 100KTL3-X2 LV
Dados de entrada (CC)	
Máxima potência CC*	180000W
Máxima tensão CC	1100V
Tensão de partida	195V
Tensão nominal	600V
Faixa de tensão MPP	180V-1000V
Números de MPP trackers	8
Número de Strings FV por MPP trackers	2
Máxima corrente de entrada por MPP Tracker	45A
Máxima corrente de curto-circuito por MPP tracker	56.5A
Dados de saída (CA)	
Potência nominal de saída CA	100000W
Potência máxima aparante CA.	110000VA
Tensão nominal de saída	220V/380V, 230V/400V (340-440V)
Frequência da rede CA	50/60 Hz(45~55Hz/55-65 Hz)
Corrente máxima de saída.	158.8A @400V 167.1A @380V
Fator de potência ajustável	0.8 capacitivo ...0.8 reativo
THDi	<3%
Tipo de conexão da rede CA	3W/N/PE

Fonte: Datasheet do fabricante

Nesse contexto, com o número de módulos e os inversores que serão utilizados, determina-se a quantidade módulos em cada inversor. Dito isso, utilizando as equações (6) e (7) inicialmente calculou-se a tensão de circuito aberto (Voc) do módulo corrigida de acordo com temperatura ambiente.

$$\Delta_{Voc\%} = (T_{min} - 25) * C_{temp} = (-5 - 25) * (-0,25) = 7,5\% \quad (6)$$

$\Delta_{Voc\%}$ – variação da tensão de circuito aberto do módulo;

T_{min} – temperatura mínima adotada;

C_{temp} – coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto.

$$Voc_{corrigida} = Voc + Voc * \Delta_{Voc\%} = 49 + 49 * 7,5\% = 52,68 V \quad (7)$$

$Voc_{corrigida}$ – tensão de circuito aberto corrigida;

Voc – tensão de circuito aberto do módulo em V.

Com a equação (8), obteve-se a quantidade máxima de módulos em série por string.

$$N^{\circ}_{m\acute{a}x.s\acute{e}rie} = \frac{Vm\acute{a}x}{Voc_{corrigida}} = \frac{1100}{52,68} \cong 20 \text{ m\acute{o}dulos} \quad (8)$$

$N^{\circ}_{m\acute{a}x.s\acute{e}rie}$ – m\acute{a}ximo de m\acute{o}dulos em s\acute{e}rie;

$Vm\acute{a}x$ – tens\~ao m\acute{a}xima de entrada do inversor em V.

3.2.3 Dimensionamento do cabeamento CC

Para o dimensionamento dos cabos em CC, considerou-se primeiramente o crit\~erio de capacidade condu\~cao de corrente e crit\~erio da queda de tens\~ao com base na NBR 16612 e NBR 16690. Utilizou-se equa\~cao (9) para calcular a capacidade de condu\~cao de corrente de um condutor.

$$I_{cabo} * F_a * F_{a2} > ISC_{m\acute{o}dulo} \quad (9)$$

I_{cabo} – capacidade de condu\~cao de corrente do cabo em A;

F_a – fator de agrupamento;

F_{a2} – fator de agrupamento para eletrodutos enterrados;

$ISC_{m\acute{o}dulo}$ – corrente de curto circuito do m\acute{o}dulo em A.

Al\~em disso calculou-se a queda de tens\~ao para validar se o condutor suporta a corrente do circuito. Utilizou-se equa\~cao (10) para calcular a queda de tens\~ao.

$$\Delta_v(\%) = 2 * \rho * \frac{\Sigma(Isc_{módulo} * L_{série})}{V_{ccsérie}} \quad (10)$$

$\Delta_v(\%)$ – queda de tensão percentual;

ρ – resistividade do condutor em Ω/km ;

$L_{série}$ – comprimento dos cabos da série fotovoltaica em km;

$V_{ccsérie}$ – tensão da série fotovoltaica em V;

$Cond$ – condutor escolhido em mm^2 .

3.2.4 Dimensionamento do cabeamento CA

Para o dimensionamento dos cabos em CA, considerou-se primeiramente o critério de capacidade condução de corrente e critério da queda de tensão com base na NBR 5410. Utilizou-se equação (11) para calcular a capacidade de condução de corrente de um condutor.

$$I_{cabo} * F_t * F_a > I_p \quad (11)$$

I_{cabo} – capacidade de condução de corrente do cabo em A;

F_a – fator de agrupamento;

F_t – fator de temperatura;

I_p – corrente de projeto em A.

Além disso calculou-se a queda de tensão para validar se o condutor suporta a corrente do circuito. Utilizou-se equação (12) para calcular a queda de tensão.

$$\Delta_v(\%) = \sqrt{3} * \rho * \frac{\Sigma(I_p * L_{série})}{V_{ff}} \quad (12)$$

$\Delta_v(\%)$ – queda de tensão percentual;

ρ – resistividade do condutor em Ω/km ;

$L_{série}$ – comprimento dos cabos da série fotovoltaica em km;

V_{ff} – tensão entre fases em V;

Para corrigir a resistividade fornecida pelo fabricante em 20°C para outras temperaturas, utilizou-se as equações (13) e (14).

$$T_{final} = T_{amb} + (T_{m\acute{a}x} - T_{amb}) * \left(\frac{I_{mppt}}{I_z} \right) \quad (13)$$

T_{final} – temperatura corrigida em °C;

T_{amb} – temperatura ambiente adotada °C;

$T_{m\acute{a}x}$ – temperatura máxima de operação do condutor;

I_{mppt} – corrente máxima e operação do módulo;

I_z – capacidade de condução de corrente corrigida do condutor.

$$\rho = \rho_{20} + coef * (T_{final} - 20) \quad (14)$$

ρ – resistência elétrica em Ω/km ;

ρ_{20} – resistência elétrica em Ω/km a 20°C;

$coef$ – coeficiente de temperatura da resistividade a 20°C em $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

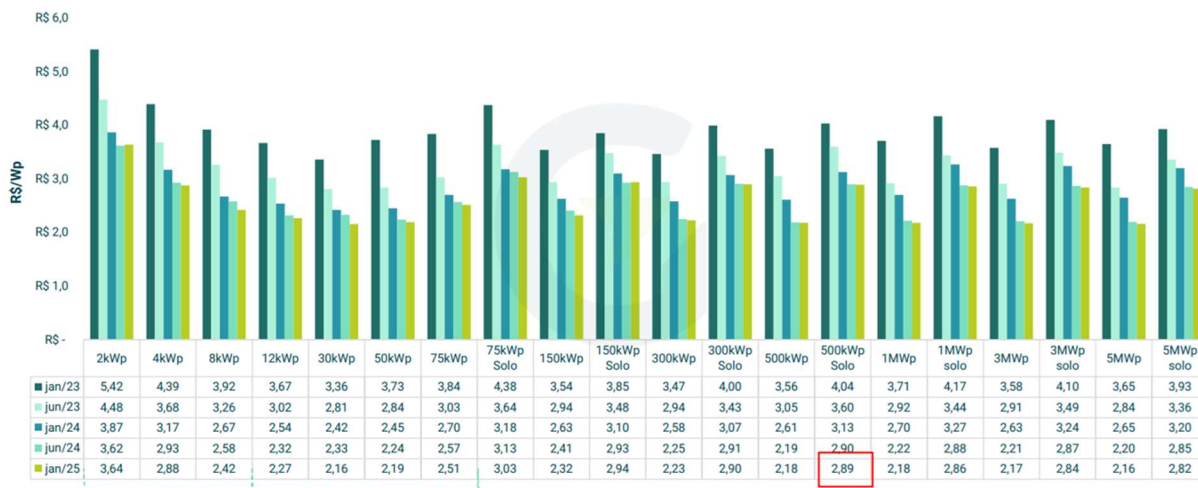
T_{final} – temperatura corrigida em °C.

3.3 ANÁLISE ECONÔMICA

3.3.1 Custo do sistema

De acordo com a pesquisa de mercado com 7.976 empresas integradoras realizada pela Greener (2025), o preço médio para sistemas acima de 150 kWp apresentou uma queda de 16% em comparação a janeiro de 2024. Na Figura 14, é apresentado o preço médio dos sistemas fotovoltaicos.

Figura 14: Preço médio dos sistemas FV telhado e solo.



Fonte: Greener (2025)

Para o sistema proposto, adotou-se o valor de 2,89 R\$/Wp que já considera o preço dos kits e da prestação de serviço do integrador. Com isso o custo previsto para o sistema será de R\$ 1.424.770,00.

Além disso, considerou-se também o custo para a adequação da entrada de energia do eletroposto que atualmente é atendida por uma subestação área de 112,5 kVA e será alterada para uma subestação aérea de 150 kVA para atender a nova demanda. Na Tabela 7, são apresentados os custos da adequação orçados em 2 empresas.

Tabela 7: Custo de uma subestação aérea de 150 kVA.

Descrição	Material	Mão de Obra	Total
AEGIS PROJETOS ELETRICOS LTDA	R\$ 79.165,00	R\$ 29.425,00	R\$ 108.590,00
COGERA SERVIÇOS ELÉTRICOS MS	R\$ 76.597,00	R\$ 35.189,64	R\$ 111.786,64
Custo médio	R\$ 77.881,00	R\$ 32.307,32	R\$ 110.188,32

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos orçamentos recebidos

No eletroposto já existe uma estação de recarga de 60 kW, sendo necessário a instalação somente de mais uma estação de recarga de mesma potência. Na Tabela 8, é apresentado o custo para a estação de recarga rápida.

Tabela 8: Custo total do estudo proposto.

Modelo	Valor
GreenV 60kW	R\$ 115.000,00
NeoCharge 60kW	R\$ 108.000,00
Bidoo 60kW	R\$ 105.000,00
WEG Station 60	R\$ 170.000,00
WEG WEMOB-S-060	R\$ 165.000,00

Fonte: Domenegathi (2024) e Correa (2024)

Com os dados da Tabela 8, adotou-se para o estudo o custo médio de R\$ 132.600,00 para a estação de recarga de 60 kW. Na Tabela 9, é apresentado o custo total de investimento.

Tabela 9: Custo total do estudo proposto.

Descrição	Valor	Total
Entrada de energia eletroposto 112 kVA	R\$ 110.188	R\$ 1.667.558
Sistema fotovoltaico de 492,88 kWp	R\$ 1.424.770	
Estação de recarga de 60 kW	R\$ 132.600	

Fonte: Elaborado pelo autor

3.3.2 Payback e VPL

Segundo Guerra (2022) o Valor Presente Líquido (VPL) é a soma dos fluxos de caixa futuros e dos custos de um projeto corrigidos para valor através da aplicação de uma taxa de desconto. Para que um projeto seja considerado viável deve apresentar um VPL positivo, ou seja, a soma dos ganhos deve superar o investimento inicial. O VPL pode ser calculado pela equação (15).

$$VPL = \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+\alpha)^i} - B = 0 \quad (15)$$

F_i – fluxo de caixa no período considerado;

B – investimento inicial;

α – taxa de desconto;

i – período considerado em anos;

n – horizonte de planejamento em anos.

O Payback é o tempo necessário para o fluxo de caixa se torne positivo, ou seja, é o tempo de retorno do investimento. O Payback pode ser calculado pela equação (16).

$$PB = \frac{B}{F_a} \quad (16)$$

F_a – fluxo de caixa acumulado;

B – investimento inicial.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é um indicador que mede a rentabilidade de um investimento considerando o fluxo de caixa. Para que o projeto seja considerado viável, deve ser maior que a taxa de atratividade adotada. A TIR pode ser calculada pela equação (17).

$$\sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+TIR)^i} - B = 0 \quad (17)$$

F_i – fluxo de caixa no período considerado;

B – investimento inicial;

TIR – Taxa interna de retorno;

i – período considerado em anos;

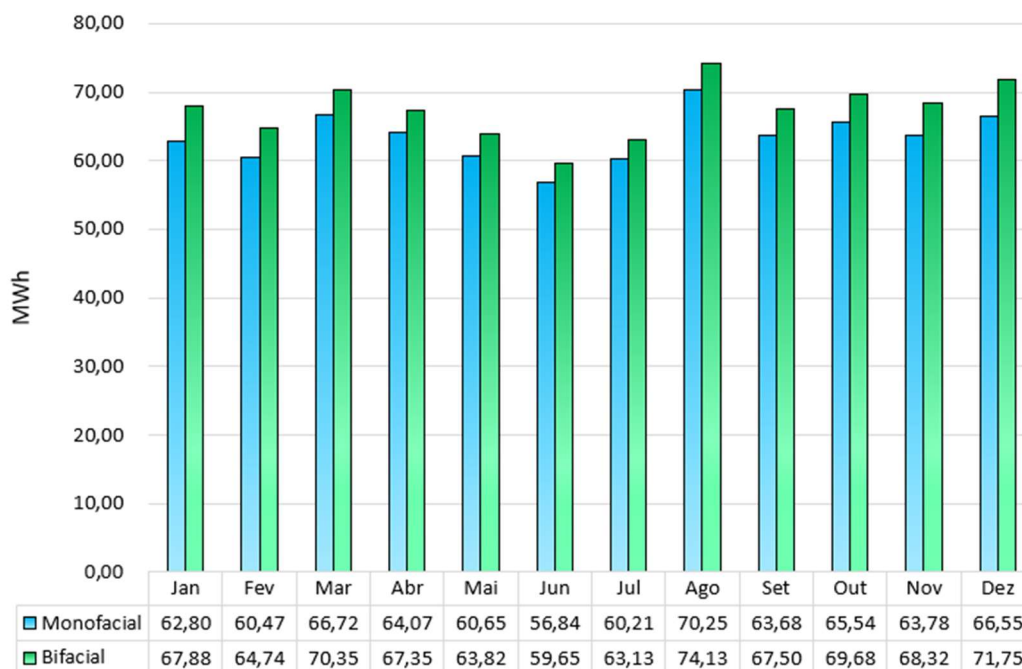
n – horizonte de planejamento em anos.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Para a estimativa da geração de energia ao longo do ano do sistema proposto, utilizou-se o software PVSyst. Na Figura 15, é apresentado o resultado da simulação da geração e da taxa de desempenho do sistema (performance ratio - PR) do sistema.

Figura 15: Resultado da simulação de geração PVSystem.



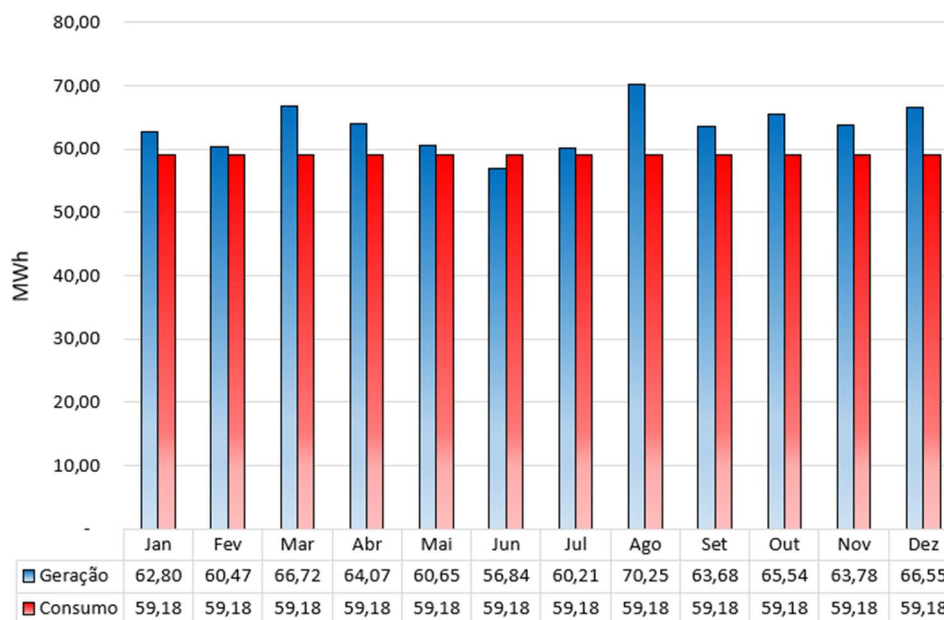
Fonte: Elaborado pelo autor

Com o resultado da simulação observa-se uma diferença de 6,14% no total de energia gerada no ano. Enquanto o sistema com os módulos monofaciais produzem 761,56 MWh/ano o sistema com os módulos bifaciais produz 808,3 MWh/ano.

Apesar da geração de energia com os módulos bifaciais ser maior, o Custo Nivelado de Energia (LCOE) que mede o custo da energia produzida também é maior, sendo de 0,19 R\$/kWh enquanto o sistema com módulos monofaciais apresentam um LCOE de 0,18 R\$/kWh. Portanto optou-se neste trabalho por utilizar o sistema como módulos monofaciais.

Por fim realizou-se um comparativo com a energia gerada pela Usina Fotovoltaica (UFV) e o consumo estimado para o eletroposto. Na Figura 16, é ilustrado o resultado.

Figura 16: Comparativo da energia gerada pela UFV e a demanda do eletroposto.



Fonte: Elaborado pelo autor

Com base no comparativo observa-se uma diferença de 7,23% entre geração e consumo. Dessa forma a energia gerada pela UFV de 761,56 MWh/ano é suficiente para atender a demanda de 710,21 MWh/ano prevista para o eletroposto.

4.2 RESULTADOS ECONÔMICOS

Para avaliar a economia no custo de energia elétrica do eletroposto serão considerados os seguintes dados:

- Consumo médio ponta: 8.008 kWh;
- Consumo médio fora ponta: 45.932 kWh
- Demanda contratada ponta: 120 kW;
- Demanda contratada fora ponta: 120 kW.

Com isso, estimou-se o custo de energia elétrica mensal sem a compensação da UFV, considerando as modalidades A4 Verde e A4 Azul. Utilizou-se para o cálculo as tarifas vigentes

na base de dados da ANEEL. Na Figura 17, é apresentado o comparativo de custo entre as modalidades tarifárias.

Figura 17: Custo de energia do eletroposto sem compensação da UFV.

AZUL		VERDE	
CONSUMO E DEMANDA		CONSUMO E DEMANDA	
Demanda Ponta : R\$ 8.437,52	TOTAL S/ IMPOSTOS: R\$ 35.638,72	Demanda Ponta : R\$ -	TOTAL S/ IMPOSTOS: R\$ 41.625,56
Demanda FPonta : R\$ 4.232,18		Demanda FPonta : R\$ 5.203,50	
Ultrap Ponta: R\$ -	TOTAL C/ IMPOSTOS: R\$ 46.332,18	Ultrap Ponta: R\$ -	TOTAL C/ IMPOSTOS: R\$ 54.802,77
Ultrap FPonta: R\$ -		Ultrap FPonta: R\$ -	
Energia Ponta: R\$ 4.614,13	Energia Diesel Ponta: R\$ -	Energia Ponta: R\$ 18.067,17	Energia Diesel Ponta: R\$ -
Energia FPonta: R\$ 18.354,89		Energia FPonta: R\$ 18.354,89	
REATIVO EXCEDENTE		REATIVO EXCEDENTE	
ERE Ponta: R\$ -	IMPOSTOS ICMS: 17% R\$ 9.316,47 PIS: 1,08% R\$ 688,65 COFINS: 5,00% R\$ 3.172,09 TOTAL: 23,08% R\$ 13.177,22	ERE Ponta: R\$ -	Banco de Capacitor? NÃO GMG? NÃO Trafo (kVa): - Potência do Banco: - kVar
ERE FPonta: R\$ -		ERE FPonta: R\$ -	
DRE Ponta: R\$ -		DRE Ponta: R\$ -	
DRE FPonta: R\$ -		DRE FPonta: R\$ -	

Melhor Opção: Tarifa Azul

Fonte: Elaborado pelo autor

Para o cálculo das receitas e despesas será considerado as tarifas da modalidade A4 Azul, o custo inicial de R\$ 1.667.558 definido na Tabela 9 e as taxas de reajuste da Tabela 10.

Tabela 10: Taxas anuais de reajuste.

Taxas	a.a.
Taxa de reajuste do preço de energia	5%
Taxa de ajuste valores monetários	5%
Taxa de degradação dos módulos	0,40%
Taxa média de atratividade (TMA)	8%
Operação e manutenção (O&M)	1,5%

Fonte: Elaborado pelo autor

A vida útil do projeto foi definida em 25 anos, considerando a vida útil dos módulos segundo o fabricante de até 30 anos. Na Tabela 11, é apresentado o resultado das receitas e despesas no período.

Tabela 11: Receitas e despesas UFV

Receitas e despesas									
Ano	Investimento	Produção (kWh/ano)	Valor F. ponta R\$/kWh	Receita F. ponta (R\$)	Sobra F. ponta (kWh/ano)	Energia Ponta (kWh/ano)	Valor Ponta R\$/kWh	Receita Ponta (R\$)	Despesa O&M
1	R\$ 1.667.558	761.560	0,40	R\$ 220.259	210.376	96.096	0,58	R\$ 55.370	R\$ 25.013,37
2		758.514	0,42	R\$ 231.272	207.330	96.096	0,60	R\$ 58.138	R\$ 26.264,04
3		755.480	0,44	R\$ 242.835	204.296	96.096	0,64	R\$ 61.045	R\$ 27.577,25
4		752.458	0,46	R\$ 254.977	201.274	96.096	0,67	R\$ 64.097	R\$ 28.956,11
5		749.448	0,49	R\$ 267.726	198.264	96.096	0,70	R\$ 67.302	R\$ 30.403,91
6		746.450	0,51	R\$ 281.112	195.266	96.096	0,74	R\$ 70.667	R\$ 31.924,11
7		743.464	0,54	R\$ 295.168	192.280	96.096	0,77	R\$ 74.200	R\$ 33.520,31
8		740.491	0,56	R\$ 309.926	189.307	96.096	0,81	R\$ 77.911	R\$ 35.196,33
9		737.529	0,59	R\$ 325.422	186.345	96.096	0,85	R\$ 81.806	R\$ 36.956,15
10	R\$ 200.000	734.578	0,62	R\$ 341.693	183.394	96.096	0,89	R\$ 85.896	R\$ 38.803,95
11		731.640	0,65	R\$ 358.778	180.456	96.096	0,94	R\$ 90.191	R\$ 40.744,15
12		728.714	0,68	R\$ 376.717	177.530	96.096	0,99	R\$ 94.701	R\$ 42.781,36
13		725.799	0,72	R\$ 395.553	174.615	96.096	1,03	R\$ 99.436	R\$ 44.920,43
14		722.896	0,75	R\$ 415.331	171.712	96.096	1,09	R\$ 104.408	R\$ 47.166,45
15		720.004	0,79	R\$ 436.097	168.820	96.096	1,14	R\$ 109.628	R\$ 49.524,77
16		717.124	0,83	R\$ 457.902	165.940	96.096	1,20	R\$ 115.109	R\$ 52.001,01
17		714.255	0,87	R\$ 480.797	163.071	96.096	1,26	R\$ 120.865	R\$ 54.601,06
18		711.398	0,92	R\$ 504.837	160.214	96.096	1,32	R\$ 126.908	R\$ 57.331,11
19		708.553	0,96	R\$ 530.079	157.369	96.096	1,39	R\$ 133.253	R\$ 60.197,67
20	R\$ 200.000	705.719	1,01	R\$ 556.583	154.535	96.096	1,46	R\$ 139.916	R\$ 63.207,55
21		702.896	1,06	R\$ 584.412	151.712	96.096	1,53	R\$ 146.912	R\$ 66.367,93
22		700.084	1,11	R\$ 613.632	148.900	96.096	1,61	R\$ 154.258	R\$ 69.686,33
23		697.284	1,17	R\$ 644.314	146.100	96.096	1,69	R\$ 161.970	R\$ 73.170,64
24		694.495	1,23	R\$ 676.530	143.311	96.096	1,77	R\$ 170.069	R\$ 76.829,17
25		691.717	1,29	R\$ 710.356	140.533	96.096	1,86	R\$ 178.572	R\$ 80.670,63

Fonte: Elaborado pelo autor

No primeiro ano, a receita que o sistema retornará em consumo ponta e consumo fora ponta somam R\$ 275.628 e referente a despesa de operação e manutenção R\$25.013. Além disso, a cada 10 anos um novo investimento de R\$200.000 será realizado para a troca dos inversores do sistema que possuem uma vida útil de 10 anos de acordo com o fabricante.

Diante disso, elaborou-se o fluxo de caixa ao longo dos 25 anos com base nas receitas e despesas apresentadas anteriormente. Na Tabela 12, é apresentado o fluxo de caixa distribuído em 25 anos.

Tabela 12: Fluxo de caixa do projeto.

Fluxo de caixa		
Ano	Fluxo de caixa	Saldo acumulado
1	-R\$ 1.416.943,50	-R\$ 1.416.943,50
2	R\$ 263.145,56	-R\$ 1.153.797,94
3	R\$ 276.302,84	-R\$ 877.495,11
4	R\$ 290.117,98	-R\$ 587.377,13
5	R\$ 304.623,88	-R\$ 282.753,25
6	R\$ 319.855,07	R\$ 37.101,82
7	R\$ 335.847,82	R\$ 372.949,64
8	R\$ 352.640,22	R\$ 725.589,86
9	R\$ 370.272,23	R\$ 1.095.862,09
10	R\$ 188.785,84	R\$ 1.284.647,92
11	R\$ 408.225,13	R\$ 1.692.873,05
12	R\$ 428.636,39	R\$ 2.121.509,44
13	R\$ 450.068,21	R\$ 2.571.577,65
14	R\$ 472.571,62	R\$ 3.044.149,26
15	R\$ 496.200,20	R\$ 3.540.349,46
16	R\$ 521.010,21	R\$ 4.061.359,67
17	R\$ 547.060,72	R\$ 4.608.420,38
18	R\$ 574.413,75	R\$ 5.182.834,14
19	R\$ 603.134,44	R\$ 5.785.968,58
20	R\$ 433.291,16	R\$ 6.219.259,74
21	R\$ 664.955,72	R\$ 6.884.215,46
22	R\$ 698.203,51	R\$ 7.582.418,97
23	R\$ 733.113,68	R\$ 8.315.532,65
24	R\$ 769.769,37	R\$ 9.085.302,01
25	R\$ 808.257,83	R\$ 9.893.559,85

Fonte: Elaborado pelo autor

De acordo com o fluxo de caixa, antes mesmo de realizar o cálculo do payback percebe-se que o retorno do investimento ocorrerá entre o 5º ano e o 6º ano. Nesse contexto, para avaliar a viabilidade do projeto calculam-se os indicadores definidos na seção 3.3.2 sendo o resultado apresentado na Tabela 13.

Tabela 13: Indicadores financeiros.

Viabilidade	
Indicador	Valor
VPL	R\$ 2.747.023
TIR	22,68%
Payback simples	5,88 anos

Fonte: Elaborado pelo autor

Com base nos indicadores, observa-se que o VPL é positivo e a TIR é maior do que a TMA. Portanto o projeto é viável economicamente.

4.3 PROJETO ELÉTRICO EXECUTIVO

Esta seção tem objetivo de apresentar o dimensionamento dos demais componentes UFV e da subestação para atendimento da UFV seguindo as diretrizes da NBR 5410, NBR 16690, NBR 16612, NBR 14039 e NDU 002.

4.3.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

4.3.1.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Na seção 3.2 foram definidos a irradiação solar local, a potência de geração preliminar do sistema, os inversores e módulos do sistema. Na Tabela 14, são apresentados os dados básicos da UFV.

Tabela 14: Dados básicos UFV

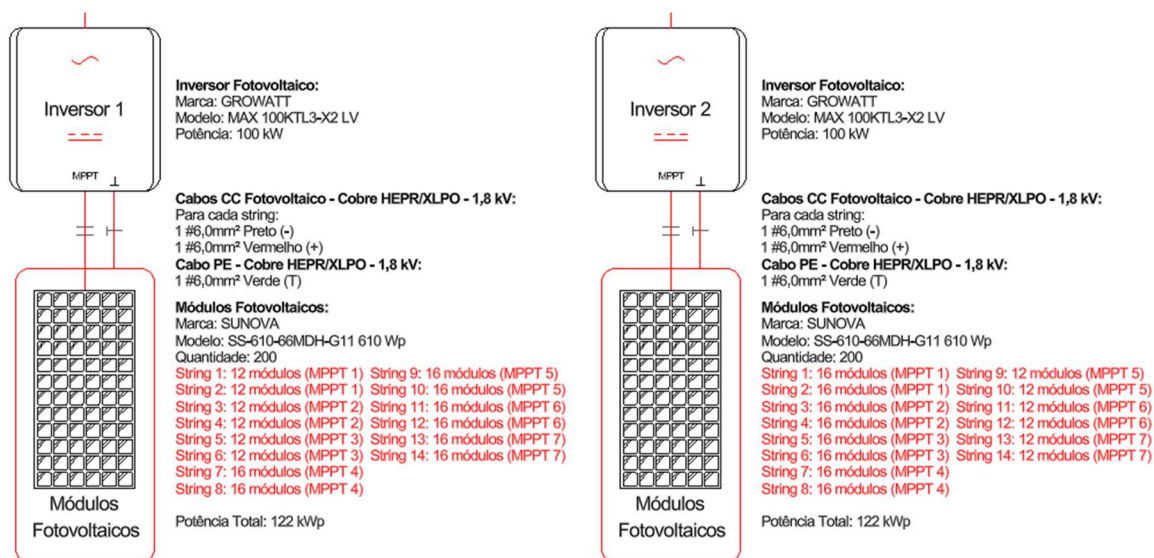
Módulos Fotovoltaicos		
Fabricante	Modelo	Quantidade
SUNOVA	SS-610-66MDH-G11	808
Inversores		
Fabricante	Modelo	Quantidade
GROWATT	MAX 100KTL3-X2 LV 100 kW	4
Potência Total		
Potência CC		Potência CA
492,9 kWp		400 kW

Fonte: Elaborado pelo autor

Com a quantidade de módulos e inversores a serem utilizados, pela equação (6) e equação (7), obteve-se uma tensão máxima de circuito aberto de 52,40 V permitindo o máximo de 20 módulos em série.

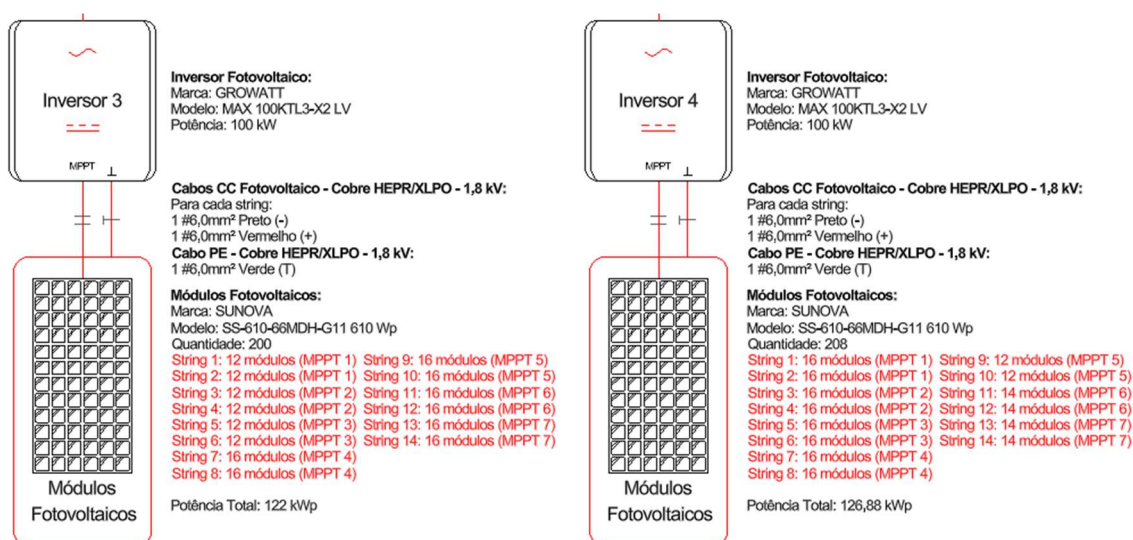
Diante disso, montou-se o arranjo para cada inversor. Nas Figuras 18 e 19, são ilustrados os arranjos.

Figura 18: Arranjo fotovoltaico dos inversores 1 e 2.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 19: Arranjo fotovoltaico dos inversores 3 e 4.



Fonte: Elaborado pelo autor

Após distribuir a quantidade de módulos em cada string, foram verificadas a tensão na menor string com 12 módulos e na maior string com 16 módulos. Na Tabela 15, é apresentada a quantidade de módulos e as tensões de cada string para cada inversor.

Tabela 15: Quantidade de módulos e tensão das strings

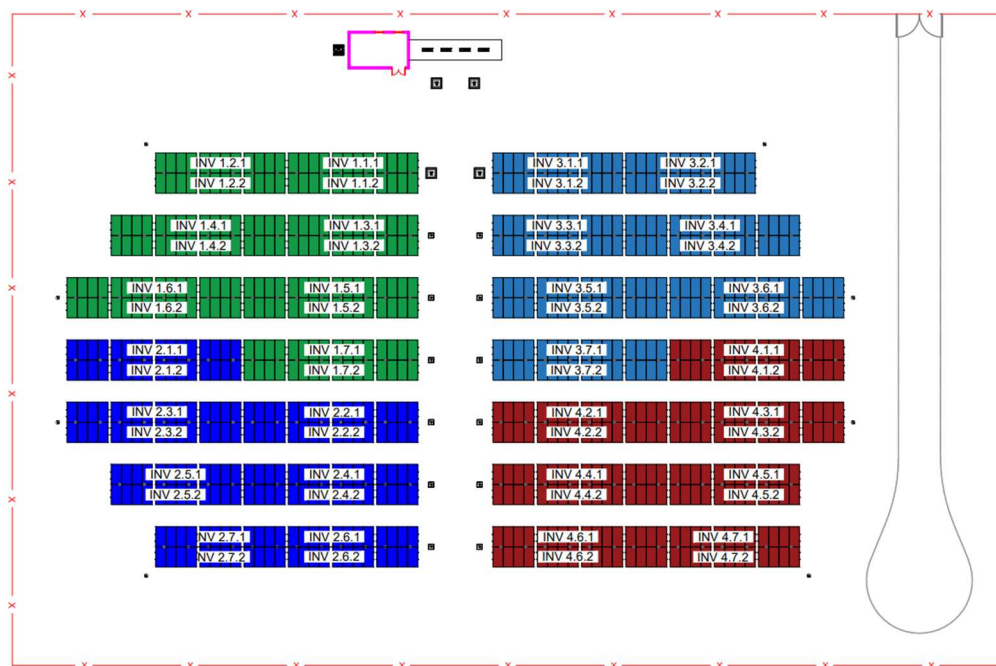
Item	Voc máx (V)		Vmp mín (V)		Vmp máx (V)	
	maior string	menor string	maior string	menor string	maior string	menor string
Inversor 1	779,84	584,88	570,08	427,56	710,53	532,90
Inversor 2	779,84	584,88	570,08	427,56	710,53	532,90
Inversor 3	779,84	584,88	570,08	427,56	710,53	532,90
Inversor 4	779,84	584,88	570,08	427,56	710,53	532,90

Fonte: Elaborado pelo autor

De acordo com o datasheet do inversor na Figura 13, a faixa de tensão de operação de MPPT é de 180V a 1000 V. Portanto, todas as strings da Tabela 15 estão em conformidade com as especificações do inversor.

Por fim, realizou-se a distribuição dos módulos no terreno, destacando as strings de cada inversor. Na Figura 20, é ilustrado o layout geral da usina com a distribuição das strings.

Figura 20: Layout geral e distribuição das strings



Fonte: Elaborado pelo autor

4.3.1.2 Dimensionamento do cabeamento CC

Para o dimensionamento do cabeamento CC, adotou-se 4 circuitos em eletroduto enterrado e temperatura do solo de 30°C. Na Tabela 16, é apresentado o resultado do cálculo do cabeamento CC.

Tabela 16: Resultado cálculo cabeamento CC.

Descrição	Valor
Circuitos por eletroduto	4
Fator de agrupamento	0,65
Fator de agrupamento eletroduto (0,25m)	0,70
Isc módulo (A)	15,94
Condutor escolhido (mm ²)	6
Cap. de condução de corrente do condutor (A)	42
Cap. de condução de corrente do condutor corrigida (A)	19,11

Fonte: Elaborado pelo autor

Com base nos dados apresentados na Tabela 16, utilizando a equação (9) calcula-se a capacidade de condução de corrente corrigida para o cabo de 95mm².

$$42 * 0,65 * 0,70 > 15,94 \quad (18)$$

$$19,11 > 15,94 \quad (19)$$

Portanto a corrente suportada pelo cabo de 6mm² é maior que a corrente de curto circuito do módulo, satisfazendo a equação (9).

Para o critério da queda de tensão foram considerados apenas os trechos mais críticos. De acordo com o fabricante a resistividade do condutor em 20°C é de 3,39 Ω/km e o coeficiente de temperatura da resistividade a 20°C para cabos de cobre é de 0,00393. Inicialmente pelas equações (13) e (14) calculou-se a resistividade corrigida para a temperatura de 90°C e em

seguida pela equação (10) a queda tensão CC. Na Tabela 17, são ilustrados os resultados obtidos.

Tabela 17: Queda de tensão CC

Inversor	Descrição	Distância (m)	Queda de tensão (%)
2	INV 2.7.1	86,46	2,25%
2	INV 2.7.2	86,46	2,25%
4	INV 2.7.1	91,63	1,30%
4	INV 2.7.2	91,63	1,30%

Fonte: Elaborado pelo autor

De acordo com o item 4.3.10 da NBR 16690 é recomendado que a queda de tensão não seja superior a 3% da tensão do arranjo fotovoltaico. Portanto os valores para os trechos CC mais críticos estão em conformidade com a norma.

4.3.1.3 Dimensionamento do cabeamento CA

Para o dimensionamento do cabeamento CC adotou-se 2 circuitos em eletrocalha perfurada e temperatura ambiente de 40°C. Na Tabela 18, é apresentado os fatores de correção para o cálculo do cabeamento CA dos inversores.

Tabela 18: Resultado cálculo cabeamento CA inversores.

Descrição	Valor
Circuitos por eletrocalha	2
Fator de agrupamento	0,80
Fator de temperatura	0,91
Corrente do inversor (A)	167,1
Condutor escolhido (mm ²)	95
Cap. de condução de corrente do condutor (A)	328
Cap. de condução de corrente do condutor corrigida (A)	238,78

Fonte: Elaborado pelo autor

Com base nos dados apresentados na Tabela 18, utilizando a equação (11) calcula-se a capacidade de condução de corrente corrigida para o cabo de 95mm².

$$328 * 0,91 * 0,80 > 167,1 \quad (20)$$

$$238,78 > 167,1 \quad (21)$$

Portanto a corrente suportada pelo cabo de 95mm² é maior que a corrente do inversor, satisfazendo a equação (11).

Para o Quadro Geral de Baixa tensão (QGBT), definiu-se um barramento de cobre com as características apresentadas na Tabela 19.

Tabela 19: Capacidade de condução de corrente barramento retangular de cobre.

Barras de cobre retangular	
Descrição	Valor
Corrente de projeto considerada (A)	668,4
Dimensões L x E (mm)	20 x 10
Barras por fase	2
Capacidade de condução de corrente (A)	825

Fonte: Elaborado pelo autor com base na Tabela 3.38 de Mamede (2017).

Para o trecho do QGBT ao transformador a corrente total será de 668,4. Portanto, escolheu-se 3 cabos por fase de 150mm² com isolamento de EPR/XLPE.

Para o critério da queda de tensão foram considerados apenas os trechos mais críticos. De acordo com o fabricante a resistividade do condutor em 20°C é de 0,206 Ω/km e o coeficiente de temperatura da resistividade a 20°C para cabos de cobre é de 0,00393. Inicialmente pelas equações (13) e (14) calculou-se a resistividade corrigida para a temperatura de 90°C e em seguida pela equação (12) a queda tensão CA. Para o trecho do QGBT ao transformador ser muito pequeno, a queda de tensão foi desconsiderada pois é muito baixa. A Tabela 20 ilustra os resultados obtidos.

Tabela 20: Queda de tensão CA.

Inversor	Trecho	Distância (m)	Queda de tensão (%)
1	INV 1 ao QGBT	86,46	0,048%
2	INV 2 ao QGBT	86,46	0,089%
3	INV 3 ao QGBT	91,63	0,129%
4	INV 4 ao QGBT	91,63	0,169%

Fonte: Elaborado pelo autor

De acordo com o item 6.2.7.2 da NBR 5410 a queda de tensão não pode ser superior a 4% em circuitos terminais. Portanto os valores para os trechos CA estão em conformidade com a norma.

4.3.1.4 Dimensionamento das proteções CC

Para a proteção CC será utilizada as proteções integradas do próprio inversor. Na Figura 22, é apresentada a lista de proteções integradas ao inversor GROWATT MAX 100KTL3-X2 LV.

Figura 21: Proteções CC do inversor

Dispositivos de proteção	
Proteção polaridade reversa CC	Sim
Interruptor CC	Sim
Proteção de surtos CA/CC	Type II / Type II
Monitoramento de resistência de isolamento	Sim
Proteção de curto-circuito CA	Sim
Monitoramento de falta à terra	Sim
Deteção de string	Sim
Função Anti-PID	Opcional
Deteção de falha de arco	Sim

Fonte: Datasheet do fabricante

4.3.1.5 Dimensionamento das proteções CA

Para o lado CA, com base nas características dos cabos e do barramento definido na seção 4.3.3, as proteções são apresentadas na Tabela 21.

Tabela 21:Proteção CA

Descrição	Corrente de saída (A)	Barramento cobre	Cap. corrente corrigida (A)	Disjuntor		
				Tipo	In (A)	Capacidade interrupção
Inversor 1	167,1	-	238,78	Caixa moldada	200	20 kA (400VCA)
Inversor 2	167,1	-	238,78	Caixa moldada	200	20 kA (400VCA)
Inversor 3	167,1	-	238,78	Caixa moldada	200	20 kA (400VCA)
Inversor 4	167,1	-	238,78	Caixa moldada	200	20 kA (400VCA)
QGBT	668,4	854	-	Caixa moldada	700	35 kA (400VCA)

Fonte: Elaborado pelo autor

Além disso, para a proteção contra surtos CA, será utilizado 4 DPS Classe II de 275 Vca com corrente de descarga máxima de 45 kA.

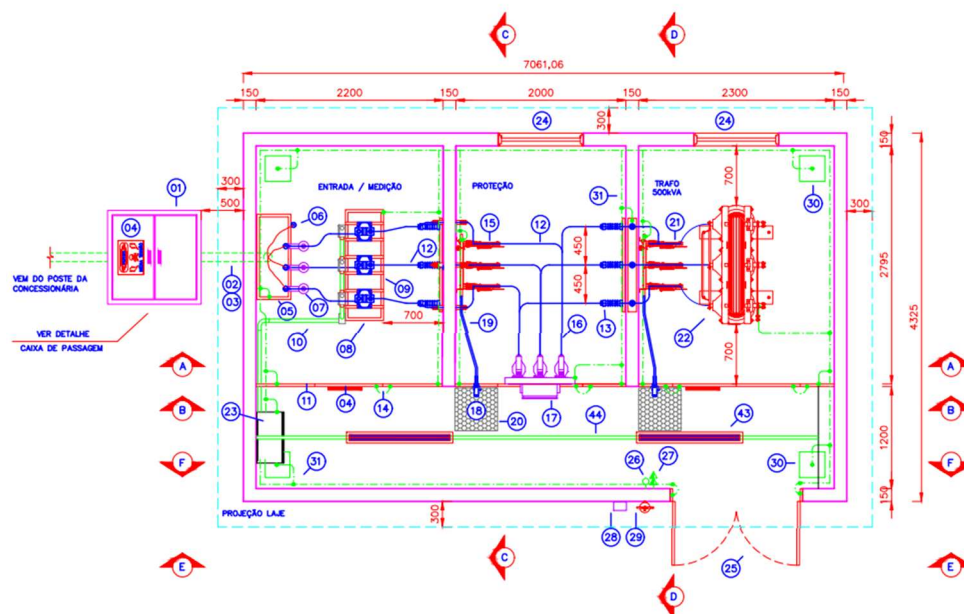
4.3.2 Dimensionamento da subestação da UFV

Para o dimensionamento da subestação, foram considerados as especificações da NBR 14039, NBR 5410 e da norma da distribuidora local Energisa NDU 002.

4.3.2.1 Posto de medição, proteção e transformação

A entrada de energia contemplará um posto com medição indireta, proteção geral em tensão primária (média tensão) e um cubículo para o transformador de 500 kVA sendo construídos de forma abrigada em alvenaria, seguindo as orientações no disposto item 10 da norma NDU 002. Na Figura 22, é apresentado o layout geral da subestação.

Figura 22: Planta baixa subestação 500 kVA



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.2.2 Sistema de aterramento

No perímetro interno, do posto de medição, proteção e transformação, será instalado sobre o piso uma malha de equipotencialização através de cabo de cobre nu de 50mm² circundando internamente o perímetro da subestação.

Esta malha de equipotencialização deverá ser conectada a malha inferior através de cabo de cobre nu 50mm², para isto será providenciado 04 (quatro) pontos de derivação.

Todas as partes metálicas não energizadas (equipamentos e/ou telas) serão interligadas a malha de equipotencialização através de cabo de cobre nu flexível de 50mm². Além disso, para partes móveis, como portas, deverá ser providenciado cordoalha extraflexível, seguindo as mesmas especificações de seção dos demais cabos usados para este fim.

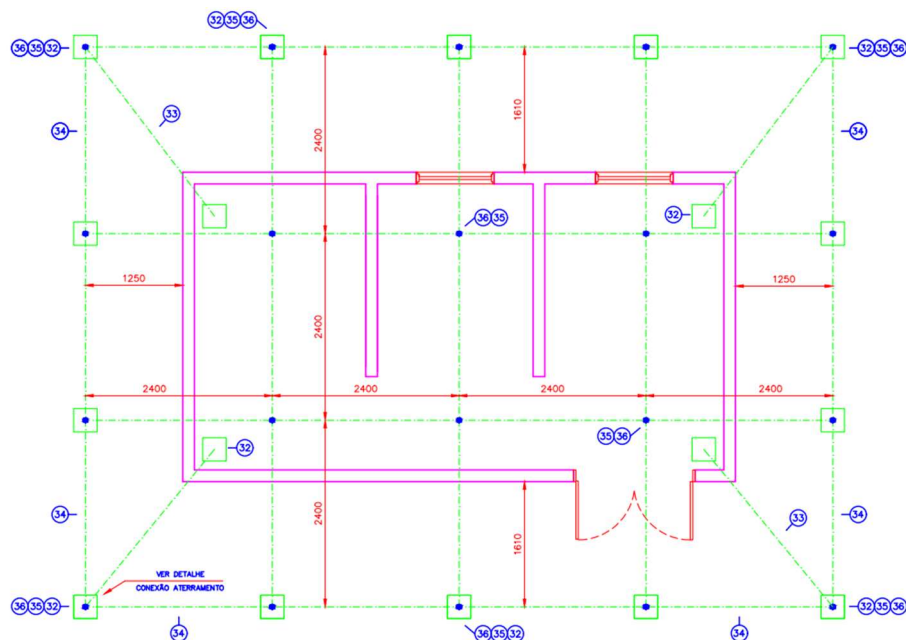
O sistema de aterramento em solo será feito através de hastes de aço revestidas de cobre, diâmetro de Ø5/8" (Ø16mm) e 2400mm de comprimento.

As interligações serão através de cabo de cobre nu 50mm², sempre observando a profundidade mínima de 600mm. As conexões entre haste e cabo serão feitas através de solda

exotérmica, dispensando o uso de caixa de inspeção apenas nos pontos ao meio da cabine de entrada.

O número de hastes foi dimensionado de acordo com as dimensões da malha 9,60 x 7,2m totalizando 14 hastes espaçadas em 3,0m. Estando de acordo com o item 11.3 da NDU 002 que estabelece o mínimo de 9 hastes para subestações abrigadas de até 500kVA. Na Figura 23, é ilustrado o sistema de aterramento.

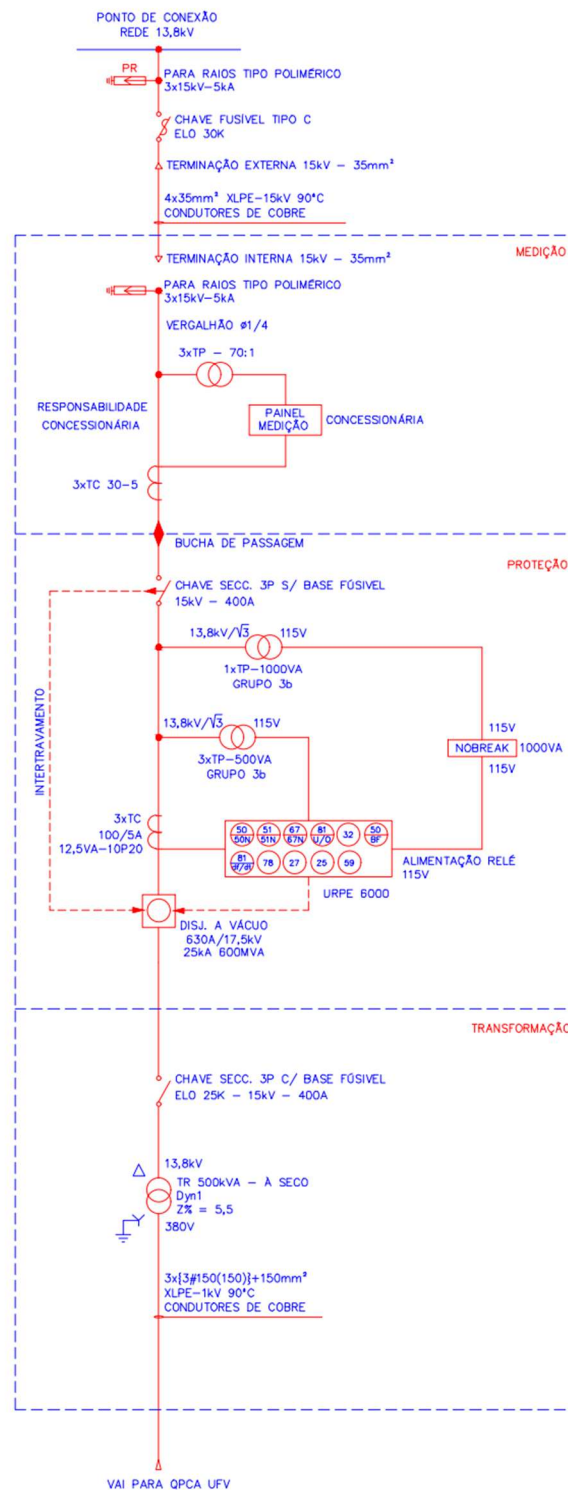
Figura 23: Sistema de aterramento da subestação



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para mais detalhes dos componentes da subestação, acessar o projeto com a lista e especificação dos componentes disponível nos anexos. Por fim, após definidos os componentes e a estrutura da subestação montou-se o diagrama unifilar. Na Figura 24, é apresentado o diagrama unifilar.

Figura 24: Diagrama unifilar



Fonte: Elaborado pelo autor.

5 CONCLUSÃO

Através da pesquisa desenvolvida, observaram-se os principais custos de implantação e operação de um eletroposto com duas estações de recarga de 60 kW utilizando como fonte de energia a geração fotovoltaica, tendo sido analisados os seus benefícios econômicos. Durante o estudo, foram exploradas diferentes pesquisas de mercado como a de Greener, além das especificações de normas técnicas e estudos científicos que abordam esse tipo de sistema. O objetivo foi compreender os custos atuais de mercado e os requisitos técnicos para implantação.

Os objetivos do estudo foram alcançados, visto que foi possível dimensionar uma UFV adequada para atender a demanda do eletroposto e levantar os custos totais do projeto. A análise permitiu compreender como a energia gerada pela UFV impacta no custo de energia, evidenciando uma grande economia média anual na fatura de energia de R\$ 275.628,19.

Com isso, foi possível constatar que os custos de um eletroposto com sistema fotovoltaico on-grid apesar de elevados inicialmente, podem trazer um excelente retorno quando dimensionados adequadamente.

Nesse sentido, observou-se que a energia gerada pela UFV será suficiente para abater o consumo de energia anual do eletroposto gerando uma economia prevista de R\$ 275.628,19 na fatura de energia para o ano 1. Portanto, apesar do investimento inicial elevado de R\$ 1.667.558 o projeto apresenta um VPL positivo de R\$ 2.747.023, com tempo de retorno do investimento em 5,88 anos e uma TIR de 22,68% tornando um investimento viável economicamente e com retorno atrativo.

Assim, conclui-se, que esse estudo contribui para compreensão dos benefícios econômicos da integração de sistemas fotovoltaicos e carregamento de veículos elétricos. Além disso, seus resultados podem auxiliar na tomada de decisões sobre o desenvolvimento da infraestrutura de recarga e obter subsídios para desenvolvimento de projetos semelhantes.

Diante de tais considerações, recomenda-se para trabalhos futuros um maior aprofundamento sobre o estudo de proteção e projeto de aterramento, tendo em vista a limitação do estudo por não ter o local exato da instalação da UFV para a análise.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABVE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO VEÍCULO ELÉTRICO. **ABVE data: Geral**, 2025. Disponível em: <<https://abve.org.br/abve-data/bi-geral/>>. Acesso em: 06 out. 2025.

ACHARIGE, Sithara SG et al. **Review of electric vehicle charging technologies, standards, architectures, and converter configurations**. IEEE access, v. 11, p. 41218-41255, 2023.

ALVES, Marliana de Oliveira Lage. **Energia solar: Estudo da geração de energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid**, 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **NBR 14039:2005: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**. Rio de Janeiro: ABNT, 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **NBR 5410:2004: Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.

BANDEIRA, Camila Mendes. **Desenvolvimento de um conversor CC-CC aplicado a uma estação de carregamento de veículos elétricos**, 2024.

BERNARD, Marie Rajon et al. **Enhancing user experience in public electric vehicle charging**, 2024.

CAETANO, João Victor Araújo. **Carregadores de veículos elétricos e seu impacto na qualidade da energia elétrica**, 2021.

CHAMBERLAIN, Keith; AL-MAJEED, Salah. **Standardisation of UK electric vehicle charging protocol, payment and charge point connection**. World Electric Vehicle Journal, [S.L.], v. 12, n. 2, p. 63, 23 abr. 2021. MDPI AG. <http://dx.doi.org/10.3390/wevj12020063>.

COELHO, Roberto Francisco; SCHMITZ, Lenon; MARTINS, Denizar Cruz. **Energia solar fotovoltaica: Geração, conversão e aplicações**. Roberto Francisco Coelho, Lenon Schmitz, 2022.

CONSTANTE, Fernando Machado et al. **Dimensionamento de um estacionamento com geração solar fotovoltaica para o carregamento de veículos elétricos no campus Araranguá da UFSC**, 2019.

CORREA, Daiane Soares. **Análise de Viabilidade Técnica e Econômica para Implantação de um Eletroposto de Carga Rápida no Setor III da UFMS**. 2024.

COSTA, Patricia Ramis da. **Análise da capacidade de acomodação de eletropostos de carga rápida para veículos elétricos em redes de distribuição**, 2024.

CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO. **Potencial solar - SunData v 3.0**, 2018. Disponível em: <<https://cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acesso em: 08 jul. 2025.

DIAS, João Vitor Sousa. **Aumento da frota de veículos elétricos e híbridos e seus impactos na distribuição de energia elétrica**, 2025.

DOMENEGHETTI, Thaís Garcia. **Estudo de viabilidade para implantação de uma empresa startup para carregamento de veículos elétricos no município de Tarumã-SP**, 2024.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Demanda de energia dos veículos leves: 2025-2034**, 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/demanda-de-energia-dos-veiculos-leves>>. Acesso em: 07 ago. 2025.

FERREIRA, Daniel Pereira. **Inversor híbrido para sistemas de energia solar fotovoltaica em aplicações de autoconsumo**, 2024. Dissertação de Mestrado.

FRANCESCATTO, Matheus; ROOS, Cristiano. **Viabilidade econômica de estações de recarga de veículos elétricos: Foco em equipamentos de carregamento rápido**. In: Congresso Brasileiro de Engenharia de Produção, 2019.

GOMES, Lucas Bender Goltara. **Estratégia de carregamento de veículos elétricos aplicada em uma rede inteligente**, 2019. Dissertação de Mestrado. Instituto Politécnico do Porto (Portugal).

GREENER. **Estudo estratégico geração distribuída: Mercado fotovoltaico**, 2025. Disponível em: <https://www.greener.com.br/pt-BR/estudos-guias-e-boletins/estudo-estrategico-2025-geracao-distribuida-semesteral>. Acesso em: 25 nov. 2025.

GUERRA, Frederico Oliveira. **Análise de viabilidade econômica do uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede com estudo de caso**. 2022.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global ev outlook**, 2025. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025>>. Acesso em: 07 ago. 2025.

LABREN - LABORATÓRIO DE MODELAGEM E ESTUDOS DE RECURSOS RENOVÁVEIS DE ENERGIA. **Atlas brasileiro de energia solar - 2ª edição**, 2017. Disponível em: <https://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acesso em: 07 ago. 2025.

LIMA, Jaciara Rafaela de. **Geração de energia fotovoltaica on-grid e off-grid**, 2022.

MAMEDE FILHO, João. **Instalações elétricas industriais**. 9. ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 2017.

MEDEIROS, Jhennefe Neves; CAMPELO, Lara Rosa Carvalho. **Evolução da frota e desafios para utilização de veículos elétricos na cidade de São Luís-MA**, 2025.

MELLO, Alisson de. **Análise e dimensionamento de diferentes arquiteturas de sistemas fotovoltaicos**, 2024.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Relatório síntese BEN**, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/balanco-energetico-nacional/ben-2025/relatorio-sintese/Sintese_BEN2025/view>. Acesso em: 07 ago. 2025.

MONTEIRO, Francisco Alan da Silva. **Análise do impacto da qualidade de energia na rede elétrica do campus central da UFRN com a inserção de geração solar fotovoltaica**, 2024.

OK, Sreeja; VENNILASHREE, Dr.S. **A review on electric vehicles: technologies and challenges**. *Lex Localis - Journal Of Local Self-Government*, [S.L.], v. 23, n. 6, p. 2060-2094, 19 out. 2025. UK Zhende Publishing Limited Company. <http://dx.doi.org/10.52152/xgbxc645>.

PEREIRA, Gabriela Nascimento et al. **Tecnologias de células fotovoltaicas utilizadas em módulos comerciais e suas principais características: Uma revisão**. In: *Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS*. 2024.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2014. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, v. 1, p. 47-499, 2020.

SANGUESA, Julio A. et al. **A Review on electric vehicles: Technologies and challenges. smart cities**, [S.L.], v. 4, n. 1, p. 372-404, 15 mar. 2021. MDPI AG. <http://dx.doi.org/10.3390/smartcities4010022>.

SEEG - SISTEMA DE ESTIMATIVAS DE EMISSÕES E REMOÇÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA. **Base de dados**, 2024. Disponível em: <<https://plataforma.seeg.eco.br>>. Acesso em: 07 ago. 2025.

SILVA JR, Tairon Moreira da. **Desafios na integração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição de energia elétrica**, 2025.

SILVA, Caio Guimarães Marques da. **Critérios para projetos de estações de recarga veicular em áreas abertas e fechadas: Proposição de um fluxograma de projeto**, 2025.

SILVA, Cezar Vinicius Zanatto. **Projeto de implantação de uma micro rede com carregador veicular e cobertura para veículos com painéis fotovoltaicos no câmpus da Unesp de Rosana**, 2023.

SOLEIMANI, Milad; AFFONSO, Carolina M.; KEZUNOVIC, Mladen. **Transformer loss of life mitigation in the presence of energy storage and PV generation**. In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe). IEEE, 2019. p. 1-5.

SUN, Chuyu et al. **Economic and environmental analysis of coupled PV-energy storage-charging station considering location and scale**. *Applied Energy*, v. 328, p. 119680, 2022.

TEIXEIRA, Wendell William. **Investigação do impacto da recarga de veículos elétricos na qualidade de energia de redes de distribuição de energia elétrica via análise de dados de medição**, 2021. 84 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2021.

TONIN, Fabianna Stumpf et al. **Caracterização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica na cidade de Curitiba**, 2017. Dissertação de Mestrado. Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

VIAN, Ângelo et al. **Energia solar: Fundamentos tecnologia e aplicações**. Editora Blucher, 2021.

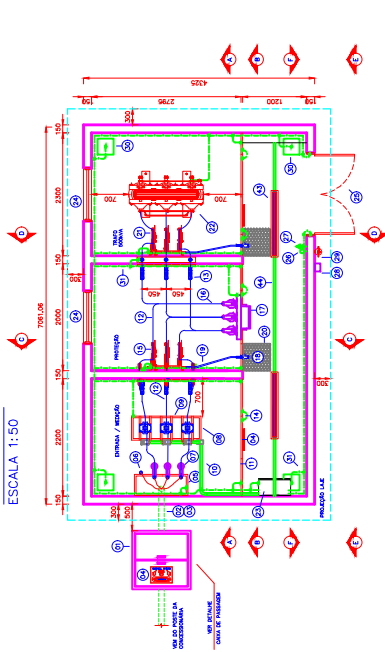
VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações. 2. ed. São Paulo: Érica**, 2015.

YANG, Meng et al. **Comprehensive benefits analysis of electric vehicle charging station integrated photovoltaic and energy storage**. Journal of Cleaner Production, v. 302, p. 126967, 2021.

APÊNDICE A – SUBESTAÇÃO 500 KVA

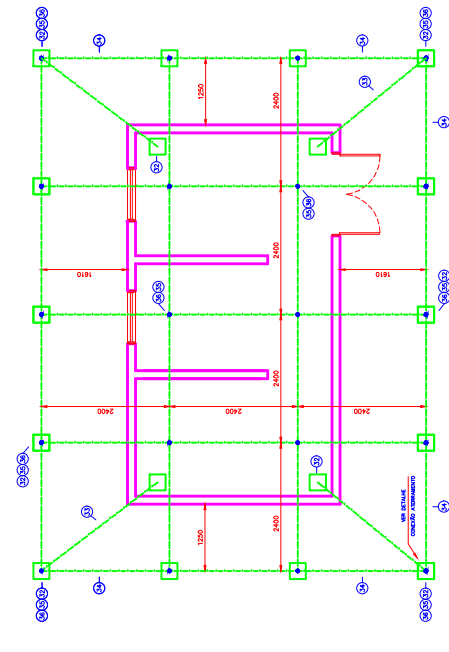
PLANTA-BAIXA

ESCALA 1:50



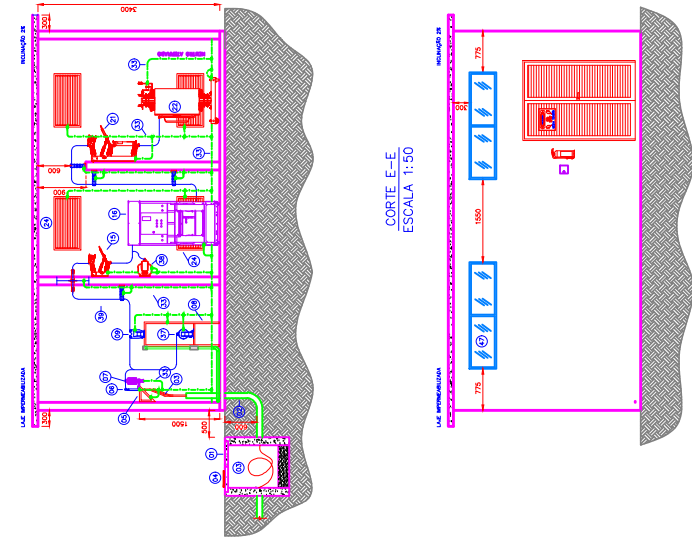
SISTEMA DE ATERRAMENTO

ESCALA 1:50



CORTE A-A

ESCALA 1:50



CORTE E-E

ESCALA 1:50

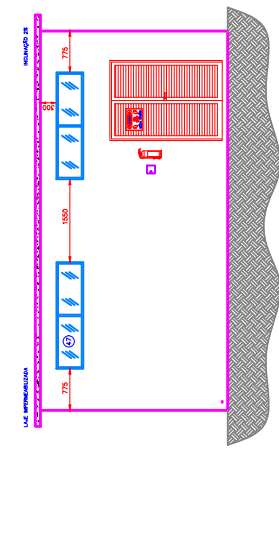
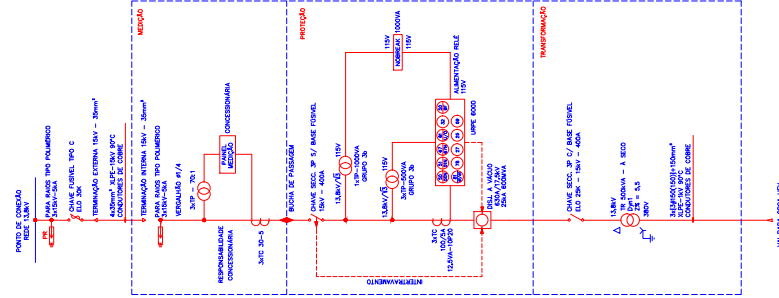
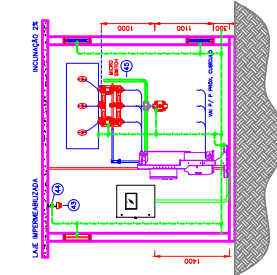


DIAGRAMA UNIFILAR



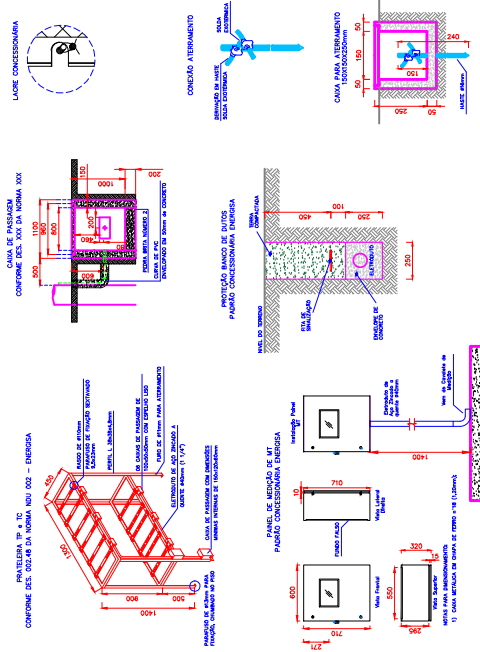
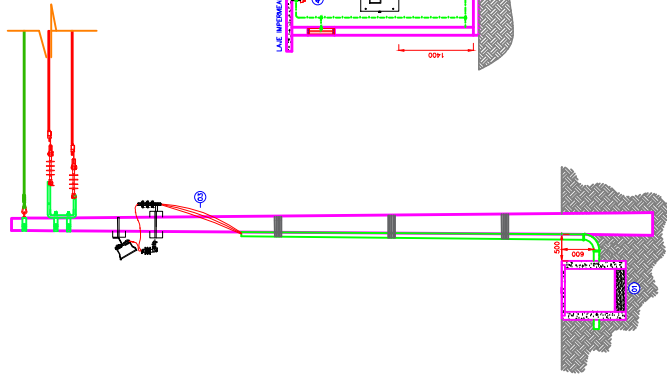
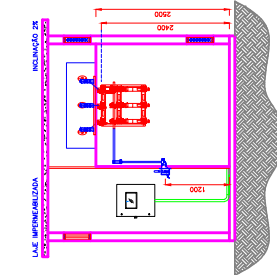
CORTE C-C

ESCALA 1:50



CORTE D-D

ESCALA 1:50

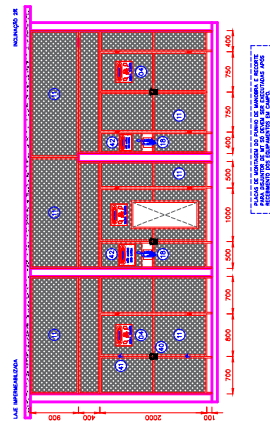


LEGENDA:

- [illegible]

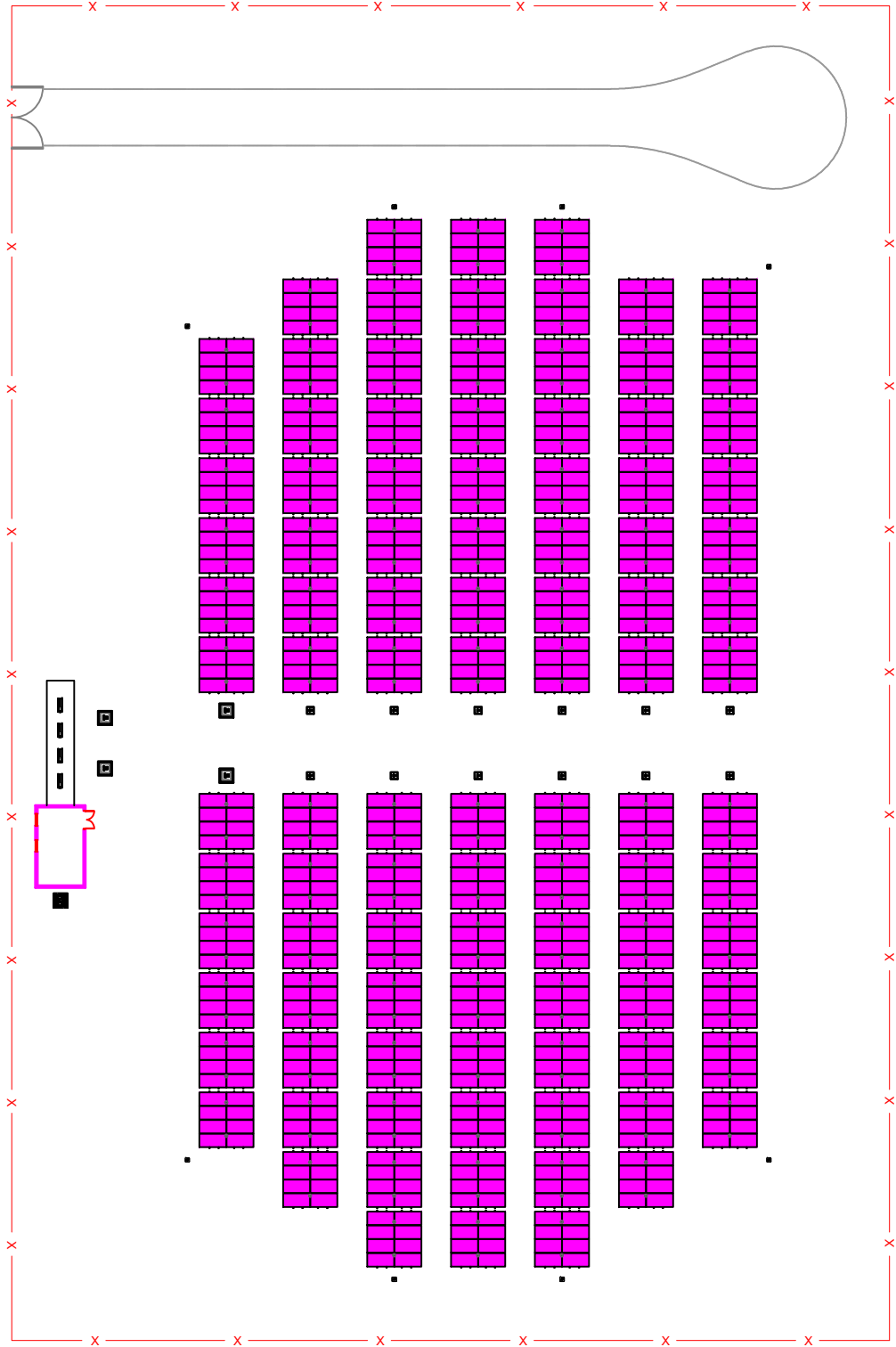
CORTE B-B

ESCALA 1:50



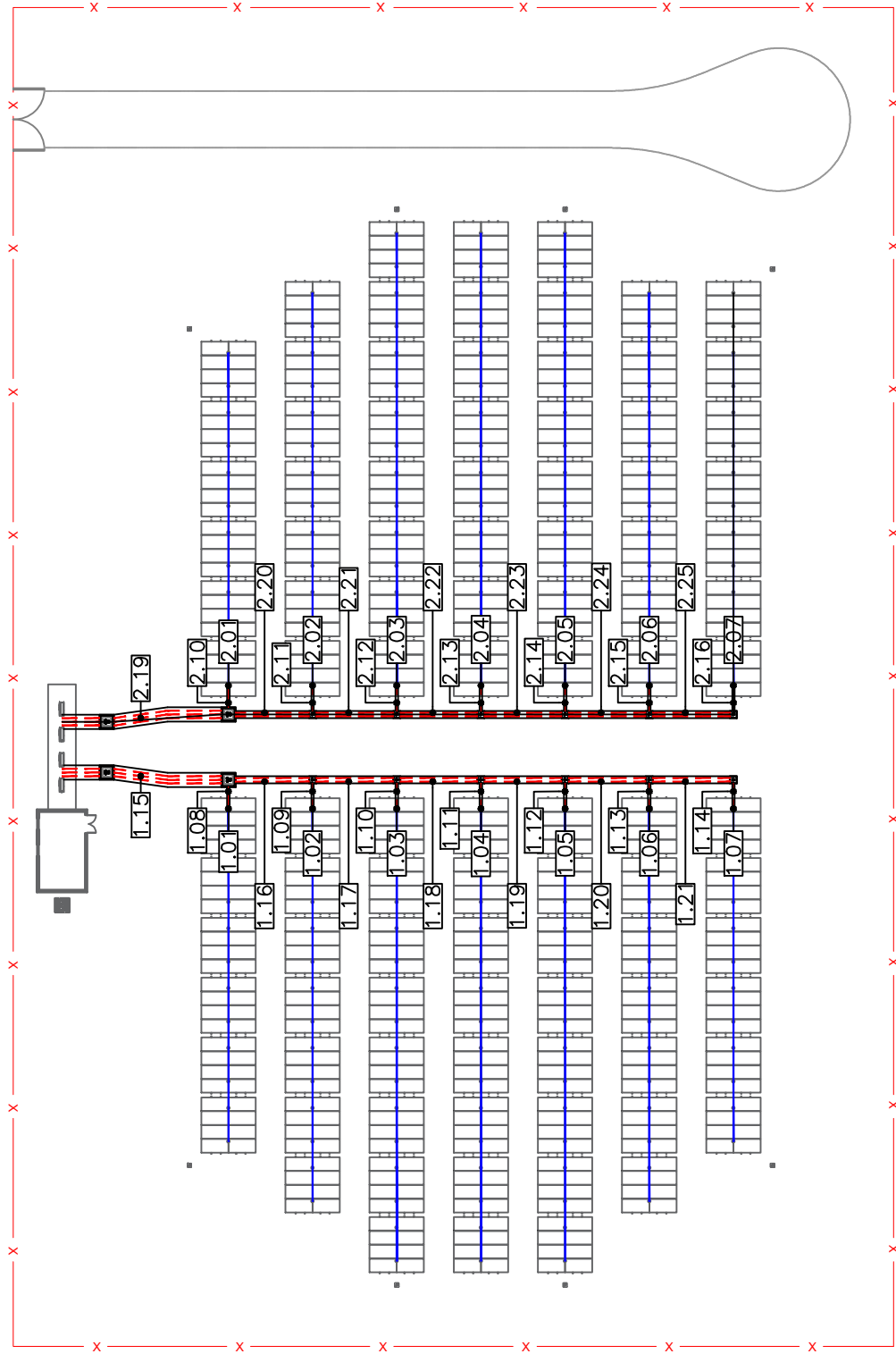
CONTEÚDO Substituição com Mesclagem, Proteção e Transformação - Abordada em Avenanta para a tabela - Alimentação - Cortes - Legenda	PRONCHA	0101
	ASSINATURAS Assinatura: _____ Assinatura: _____	DESCRIÇÃO SE ABINDADA 800 KVA FASE PROJETO PROJETO EXE REVISAO 00 ESCALA INDICADA DATA 04/12/2025 ARQUIVO CAD PROJETO DE FOTOFOTOLINCO 2108W DIMENSÃO DA FOLHA A1
UNIVERSIDADE FEDERAL MATO GROSSO DO SUL		
CONFERIR: (01) XXXX (01) XXXX	INSCRIÇÃO: XXXX	COLABORADOR

APÊNDICE B – LAYOUT GERAL DA UFV



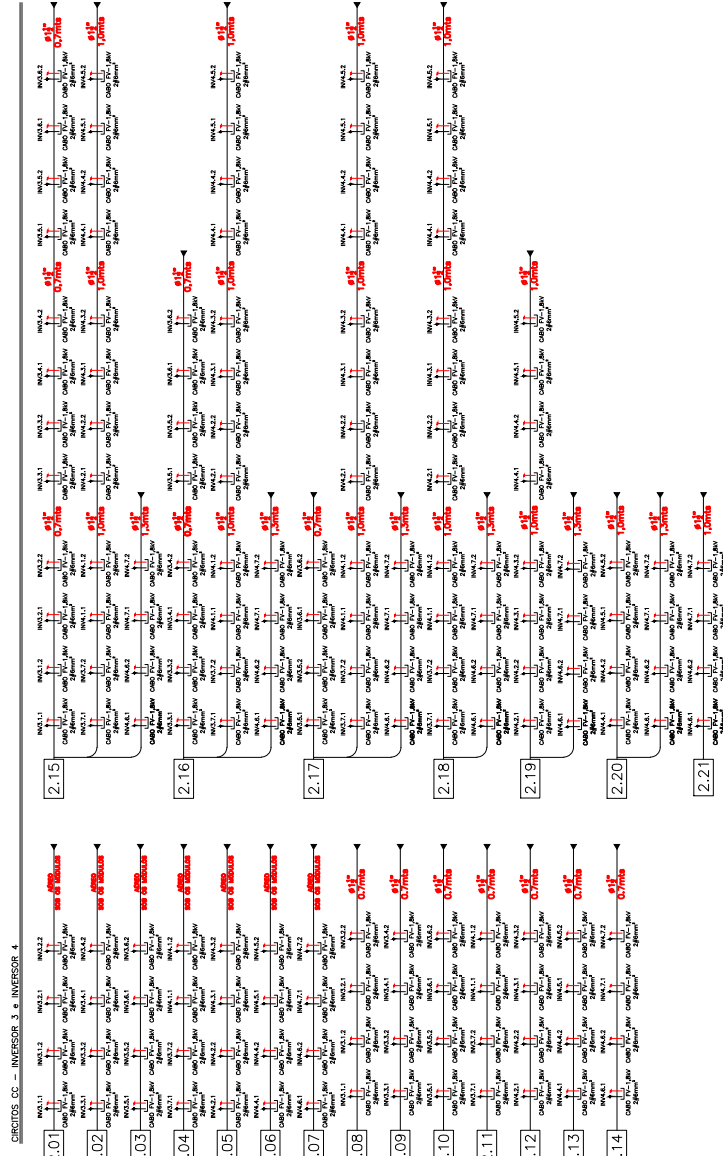
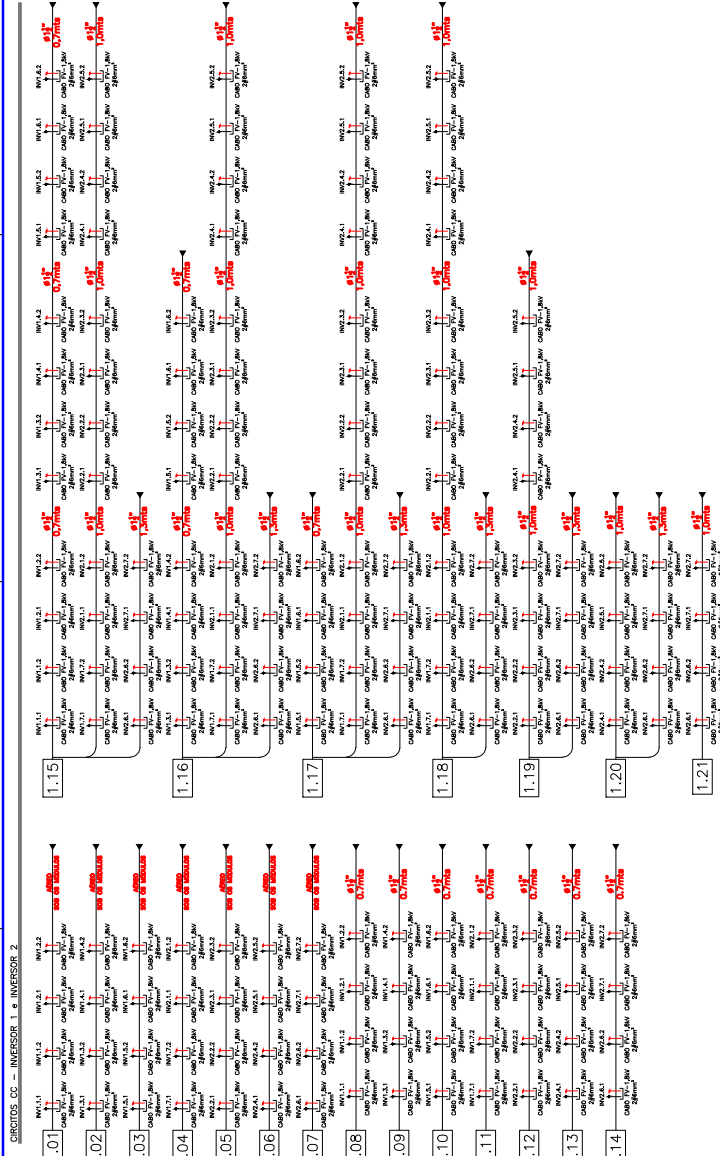
CONTEÚDO Sistema de Geração Fotovoltaico de 433kWp LAYOUT GERAL	PRANCHA 01/06
ASSINATURAS	DESCRIÇÃO USINA 433kWp
	FASE PROJETO PROJETO EXE
	REVISÃO 00
	ESCALA INDICADA
	DATA 04/12/2025
	ARQUIVO CAD PROJETO FOTOVOLTAICO 433kWp
UNIVERSIDADE FEDERAL MATO GROSSO DO SUL	DIMENSÃO DA FOLHA A1
CONTATOS (67) 3355 (67) 3355	ENDEREÇO 33.535
	CODIFICAÇÃO

APÊNDICE C – ENCAMINHAMENTO CC

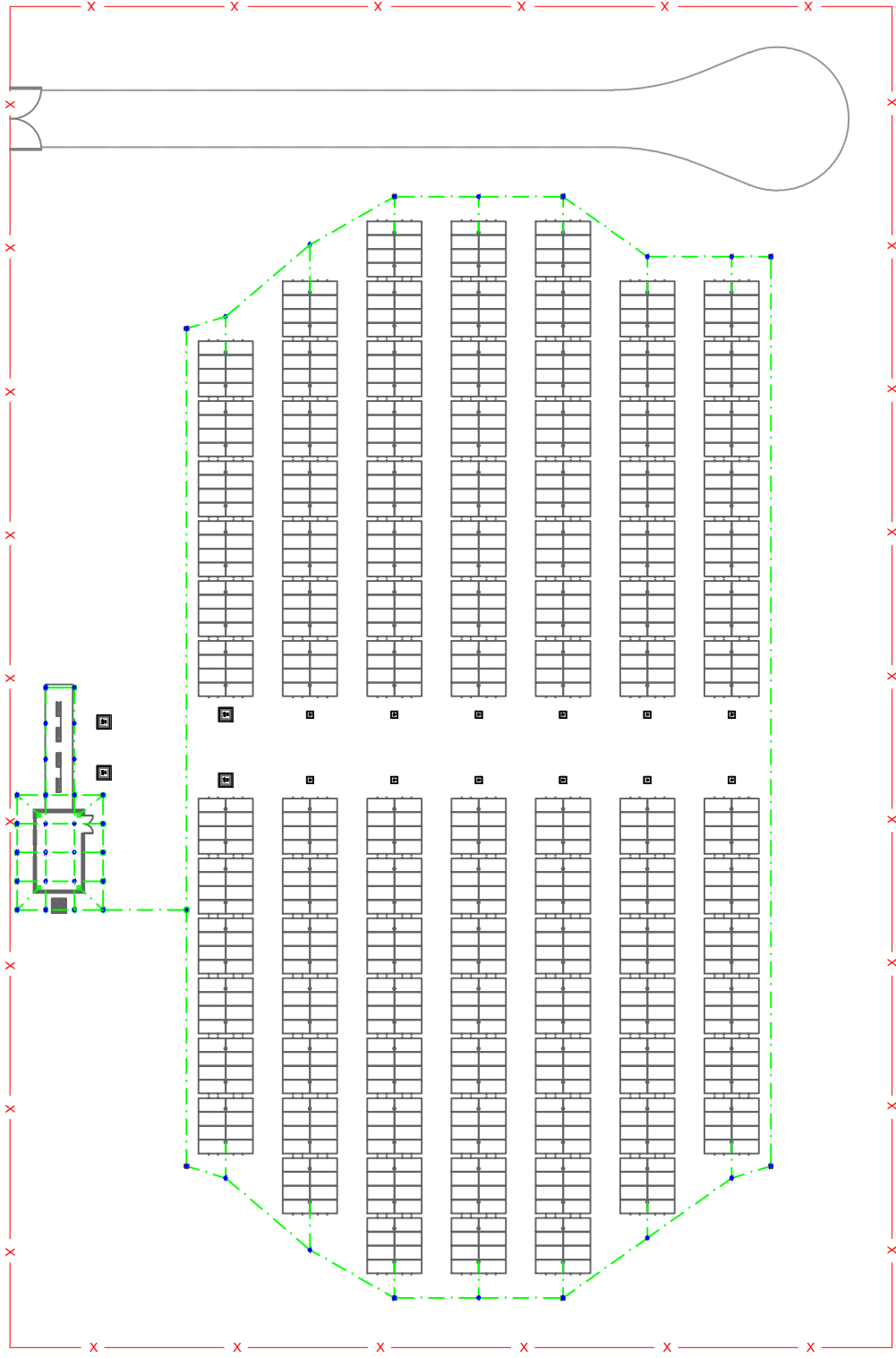


CONTEÚDO	PRANCHA
Sistema de Geração Fotovoltaico de 433kWp Encaminhamento de Cabos CC	03/06
ASSINATURAS	DESCRIÇÃO
	USINA 433kWp
	FASE PROJETO
	PROJETO EXE
	REVISÃO
	00
	ESCALA
	INDICADA
	DATA
	04/12/2025
	ARQUIVO CAD
	ENCAMINHAMENTO FOTOVOLTAICO
	433kWp
	DIMENSÃO DA FOLHA
	A1
CONSTATOS	ENGENHEIRO
(07) 3055	33.036
(07) XXXX	

APÊNDICE D – CIRCUITOS CC

[illegible]

APÊNDICE E – ATERRAMENTO

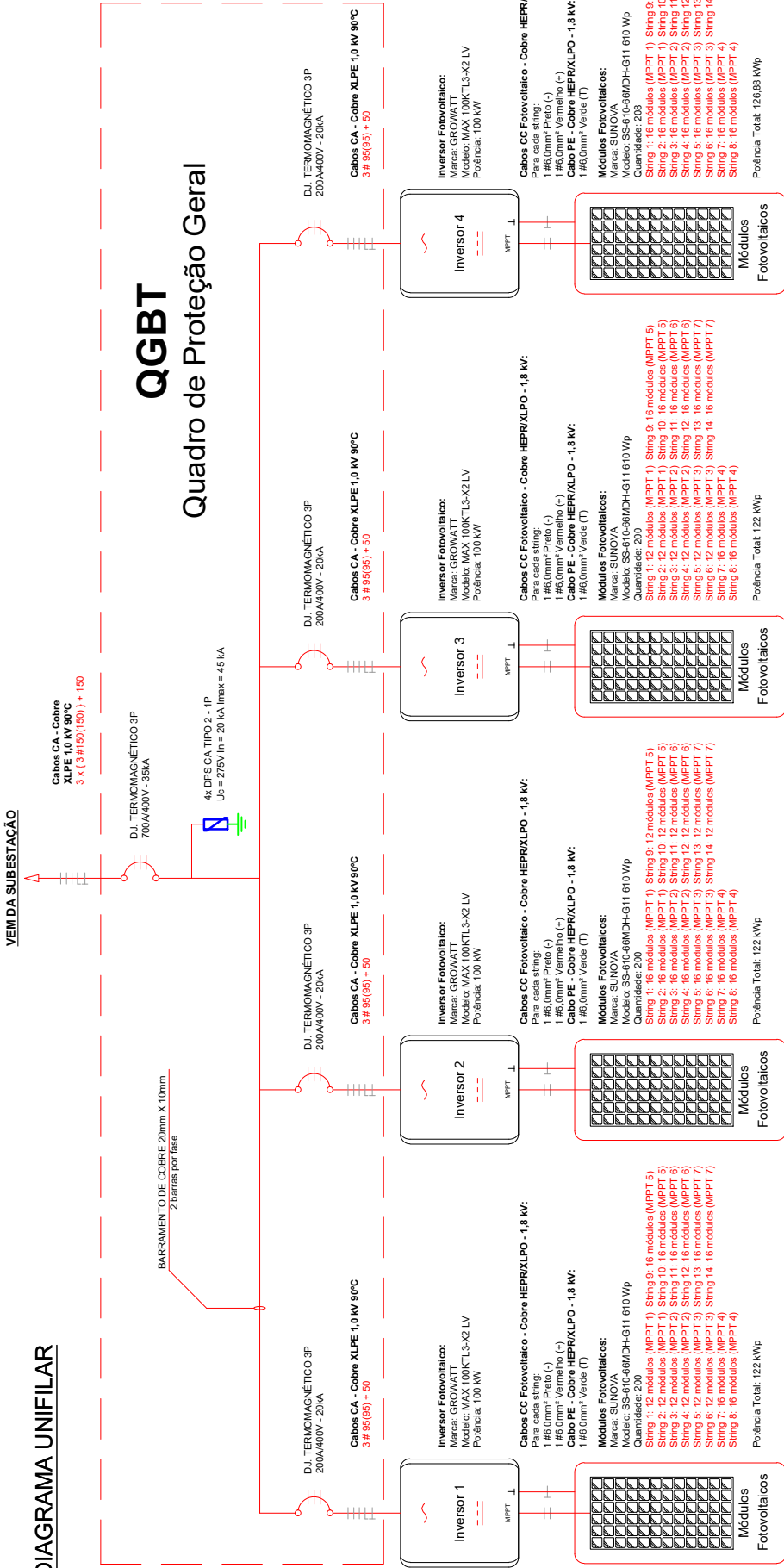


MALHA DE ATERRAMENTO
1:200

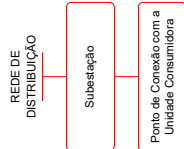
CONTEÚDO Sistema de Geração Fotovoltaico de 493kWp Malha de Aterramento: Última, Subestação de 500kVA e Aberto das Inversores	PRANCHA 05/06	DESCRIÇÃO USINA 493kWp	
		FASE PROJETO	
ASSINATURAS		PROJETO EXE	
		REVISÃO	
		00	
		ESCALA	
		INDICADA	
		DATA	
		04/12/2025	
		ARQUIVO CAD	
		PROJETO FOTVOLTAICO	
		493kWp	
UNIVERSIDADE FEDERAL MATO GROSSO DO SUL		DIMENSÃO DA FOLHA	
		A1	
CONTATOS: (67) 3355-XXXX (67) 3355-XXXX		ENDEREÇO	
		XXXX	

APÊNDICE F – DIAGRAMA UNIFILAR

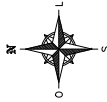
1 DIAGRAMA UNIFILAR



2 DIAGRAMA DE BLOCOS



3 PLANTA DE SITUAÇÃO E LOCALIZAÇÃO



Unidade Consumidora:
Nº da UC: #####
X: #####
Y: #####
FUSO UTM: ##

CONTEÚDO	PRANCHA
Sistema de Geração Fotovoltaico de 433kWp LAYOUT GERAL	06 / 06
ASSINATURAS	
DESCRIÇÃO	USINA - 433kWp
FASE PROJETO	PROJETO EXE
REVISÃO	00
ESCALA	INDICADA
DATA	04/12/2025
ARQUIVO CAD	
F: #####	
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO	A1
COLEÇÃO	
CONTATOS	(87) 7000-XXXX (87) 7000-XXXX

ANEXO A – ESPECIFICAÇÕES DO MÓDULO FOTOVOLTAICO



SUNOVA SOLAR

Pv Tech Expert.

TIER 1

BloombergNEF

Tangra™ L HD 610 W

N-type TOPCon High Density Half-Cell
Mono Module



30-year lifespan delivers 10-30% more power compared with conventional P-type modules



The natural lack of LID in the N-type solar cell can increase power generation



Excellent low irradiance performance



Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability



Industry-leading, lowest thermal coefficient



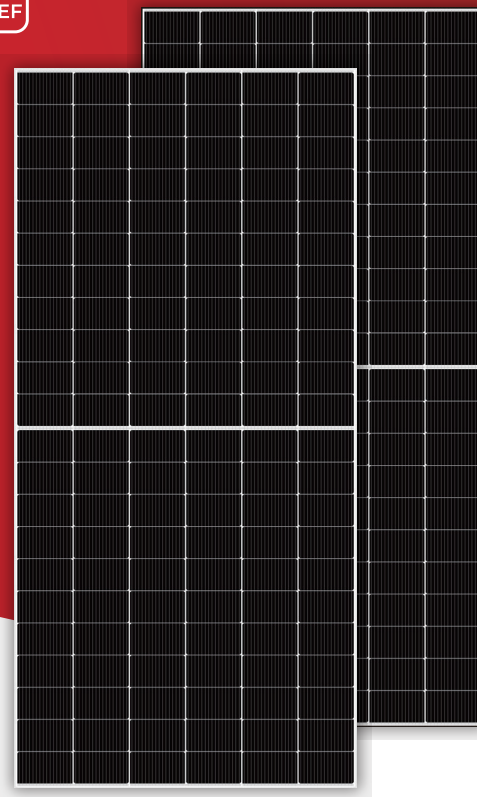
Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature



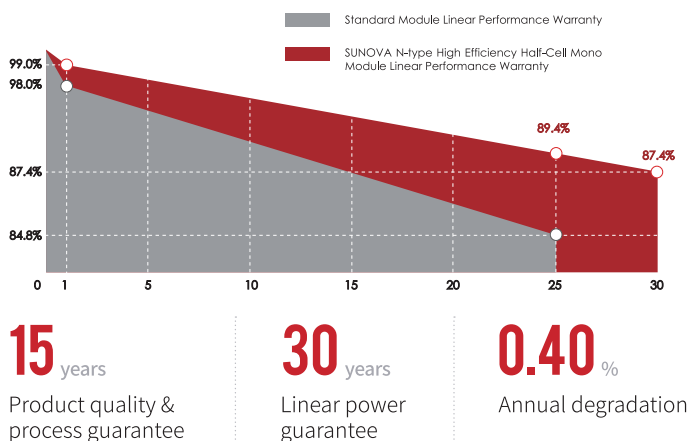
Certified to withstand 2400 Pa of wind load and 5400 Pa of snow load



100% triple EL test, which greatly reduces the hidden cracks rate



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



COMPREHENSIVE CERTIFICATES



ISO 9001: Quality Management System

ISO 14001: Environmental Management System Standard

ISO 45001: International Occupational Health and Safety Assessment System Standard

SA 8000: 2014 Social Accountability Management System

* Different markets have different certification requirements. Also, the products are under rapid innovation. Please confirm the certification status with regional sales representatives.

PERFORMANCE INSURANCE



Munich RE



中国平安
PING AN
P & C INSURANCE CO CN SZN

* Optional performance warranty insurance. Please contact our local sales representatives for more information.

Make it happen !

www.sunova-solar.com

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Model of modules	SS-610-66MDH-G11(T)	
	STC	NOCT
Maximum power — P_{mp} (W)	610	466
Open-circuit voltage — V_{oc} (V)	49.00	46.50
Short-circuit current — I_{sc} (A)	15.86	12.78
Maximum power voltage — V_{mp} (V)	40.80	38.30
Maximum power current — I_{mp} (A)	14.96	12.16
Module efficiency — η_m (%)	22.6	
Power tolerance (W)	(0,+5)	
Maximum system voltage (V)	1500	
Maximum rated fuse current (A)	25	
Current operating temperature (°C)	-40~+85 °C	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25 °C, Spectra at AM1.5

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

STRUCTURAL CHARACTERISTICS

Module dimensions (L*W*H)	2384 x 1134 x 30 mm
Weight	28.9 kg
Number of cells	132 cells
Cell	N-type TOPCon monocrystalline
Glass	Tempered, 3.2 mm AR, High transmittance, Low iron
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP68, 3 bypass diodes
Output wire	4.0 mm ² , wire length: 300mm/1200/customized
Connector	MC4 Compatible
Mechanical load	Snow load: 5400 Pa / Wind load: 2400 Pa

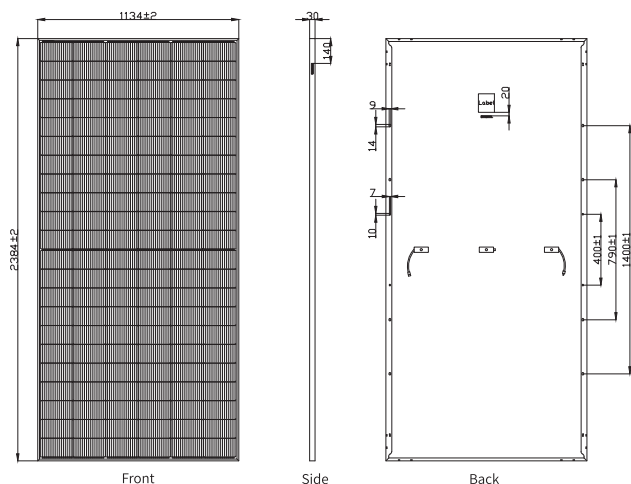
TEMPERATURE RATINGS

Temperature coefficient (P_{max})	-0.30%/°C
Temperature coefficient (V_{oc})	-0.28 %/°C
Temperature coefficient (I_{sc})	+0.04 %/°C
Nominal operating cell temperature	43±2 °C

PACKAGING CONFIGURATION

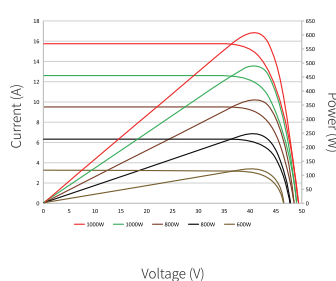
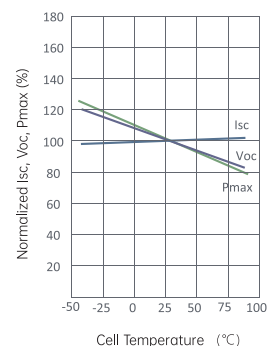
Container	40HQ
Quantity/pallet	36
Pallets/container	20
Quantity/container	720

MODULE DIMENSIONS (MM)



* The unmarked tolerance is ±1 mm
Length shown in mm

Characteristic Curves (610W)

Temperature Dependence of I_{sc} , V_{oc} , P_{max} 

ANEXO B – ESPECIFICAÇÕES DO INVERSOR

Ficha de dados	MAX 100KTL3-X2 LV	MAX 110KTL3-X2 LV	MAX 125KTL3-X2 LV
Dados de entrada (CC)			
Máxima potência CC*	180000W	198000W	200000W
Máxima tensão CC		1100V	
Tensão de partida		195V	
Tensão nominal		600V	
Faixa de tensão MPP		180V-1000V	
Números de MPP trackers		8	
Número de Strings FV por MPP trackers		2	
Máxima corrente de entrada por MPP Tracker		45A	
Máxima corrente de curto-circuito por MPP tracker		56.5A	
Dados de saída (CA)			
Potência nominal de saída CA	100000W	110000W	125000W
Potência máxima aparente CA.	110000VA	121000VA	137500VA
Tensão nominal de saída		220V/380V, 230V/400V (340-440V)	
Frequência da rede CA		50/60 Hz(45~55Hz/55-65 Hz)	
Corrente máxima de saída.	158.8A @400V 167.1A @380V	174.6A @400V 183.8A @380V	198.5A@400V 208.9A@380V
Fator de potência ajustável		0.8 capacitivo ...0.8 reativo	
THDi		<3%	
Tipo de conexão da rede CA		3W/N/PE	
Eficiência			
Máx. Eficiência		98.80%	
Eficiência europeia	98.40%	98.50%	98.50%
Eficiência MPPT		99.90%	
Dispositivos de proteção			
Proteção polaridade reversa CC		Sim	
Interrupor CC		Sim	
Proteção de surtos CA/CC		Type II / Type II	
Monitoramento de resistência de isolamento		Sim	
Proteção de curto-circuito CA		Sim	
Monitoramento de falta à terra		Sim	
Deteção de string		Sim	
Função Anti-PID		Opcional	
Deteção de falha de arco		Sim	
Dados Gerais			
Dimensões (L/A/P)		970/640/345mm	
Peso		84kg	
Temperatura de operação		-25°C ... +65°C	
Consumo noturno		< 1W	
Topologia		Sem transformador	
Resfriamento		Convenção natural	
Grau de proteção		IP66	
Humidade relativa		0~100%	
Altitude		4000m	
Conexão CC		H4/MC4(Max.6mm²)	
Conexão CA		OT Terminal(Max.240mm²)	
Display		LED/WIFI+APP	
Interfaces: RS485 / USB / PLC GPRS/4G/WIFI		Sim/Sim/Opc/Opc/Opc	
Garantia : 10 anos		Sim	
CE,IEC62116, IEC61727			

* A faixa de Tensão da rede CA pode variar de acordo com o padrão de rede do país.

* Todas as especificações podem ser alteradas sem notificação prévia.

* A Growatt New Energy informa que não há limite de oveload (ou sobrecarga), relação CC/CA, para os inversores desde que sejam respeitados os valores de tensão de circuito aberto (Voc) e corrente de curto-circuito (Isc) descritos no datasheet. Para melhor performance do sistema, a tensão de operação (Vmp) deve estar dentro da faixa de máxima eficiência do MPPT, descrita no datasheet