

**UNICESUMAR - UNIVERSIDADE DE MARINGÁ**  
**CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS TECNOLÓGICAS E AGRÁRIAS**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE  
UM MICRO GERADOR FOTOVOLTAICO *ONGRID* EM MARINGÁ-PR**

**LUCAS HENRIQUE GASPAR**

MARINGÁ – PR

2021

Lucas Henrique Gaspar

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE  
UM MICRO GERADOR FOTOVOLTAICO *ONGRID* EM MARINGÁ-PR**

Artigo apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da UNICESUMAR – Universidade de Maringá como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel(a) em Engenharia Elétrica sob a orientação do Prof. Msc. Anderson Rodrigues.

MARINGÁ – PR

2021

**FOLHA DE APROVAÇÃO**  
LUCAS HENRIQUE GASPAR

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE  
UM MICRO GERADOR FOTOVOLTAICO *ONGRID* EM MARINGÁ-PR**

Artigo apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da UNICESUMAR –  
Universidade de Maringá como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel(a) em  
Engenharia Elétrica sob a orientação do Prof. Me Anderson Rodrigues.

Aprovado em: 18 de novembro de 2021.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Msc. Anderson Rodrigues

---

Prof. Msc. Camila Maria Galo da Silva

---

Prof. Especialista José Junior Calin de Pierri

# **ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE UM MICRO GERADOR FOTOVOLTAICO *ONGRID* EM MARINGÁ-PR**

Lucas Henrique Gaspar

## **RESUMO**

O presente trabalho realiza uma análise técnico-econômica quanto a viabilidade de implantação de um sistema microgerador fotovoltaico conectado à rede de distribuição da concessionária local, em uma residência atendida em baixa tensão situada em Maringá-PR. Para isso, são verificadas as características da residência, os principais componentes do microgerador são dimensionados, são realizados orçamentos para quantificar o custo inicial de implantação para enfim calcular a viabilidade econômica com base nos critérios de Valor Presente Líquido (VPL), Taxa de retorno interno (TIR) e Payback (PB). Então as especificidades da residência são expostas, o sistema fotovoltaico é proposto, e com base nos valores iniciais da implantação, os parâmetros financeiros para a tomada de decisão são calculados. Por fim, conclui-se que a implantação do sistema solar projetado para a residência estudada é viável satisfazendo os critérios técnicos e econômicos.

**Palavras-chave:** Conectado a rede. Energia Solar. Residencial.

## **TECHNICAL-ECONOMIC FEASIBILITY ANALYSIS FOR THE IMPLEMENTATION OF AN ONGRID MICRO PHOTOVOLTAIC GENERATOR IN MARINGÁ-PR**

## **ABSTRACT**

The present work performs a technical-economic analysis regarding the feasibility of implementing a photovoltaic microgenerator system connected to the distribution network of the local concessionaire, in a residence served by low voltage located in Maringá-PR. To do so, they are verified as characteristics of the residence, the main components of the microgenerator are dimensioned, budgets are made to quantify the initial cost of implementation to finally calculate the economic feasibility based on the criteria of Net Present Value (NPV), Internal rate of return (IRR) and Payback (PB). Then the specifics of the residence are exposed, the photovoltaic system is proposed, and based on the initial values of the implantation, the financial parameters for the taking are calculated. Finally, it is concluded that the implantation of the solar system designed for the studied residence is viable because it meets the technical and economic criteria.

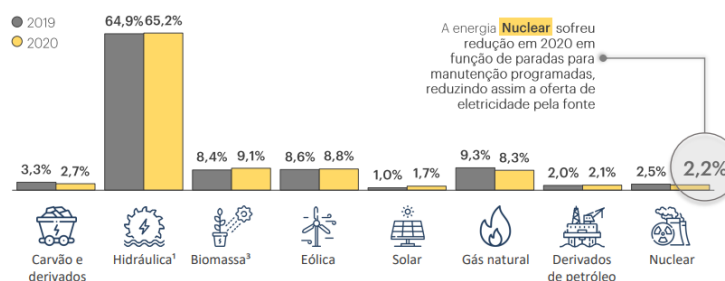
**Keywords:** Connected to grid. Residential. Solar energy.

# 1 INTRODUÇÃO

A matriz elétrica de uma cidade, estado ou país, é o conjunto de fontes de energia disponíveis para a conversão em energia elétrica. Historicamente a matriz elétrica mundial é predominantemente composta por fontes não renováveis de energia, como carvão, petróleo e gás natural, as quais são emissoras de gases contribuintes ao efeito estufa, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Desta forma, diversos países estão buscando aumentar a participação de energias renováveis em suas matrizes elétricas, pois estas além de não produzirem resíduos nocivos ao planeta ainda aumentam a disponibilidade de energia elétrica por um baixo custo ao consumidor final, quando comparada a fontes de combustíveis fósseis.

Já a matriz elétrica brasileira é composta em grande parte por fontes renováveis, de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) realizado pela EPE em 2020 a participação de energias renováveis chegou em 84,8%. Os fatores possíveis para isso é que o Brasil apresenta abundância em recursos hídricos, grande produção de biomassa e recebe incidência solar de forma abundante em grande parte de sua área.

**Gráfico 1 - Distribuição da matriz energética em 2019 e 2020**



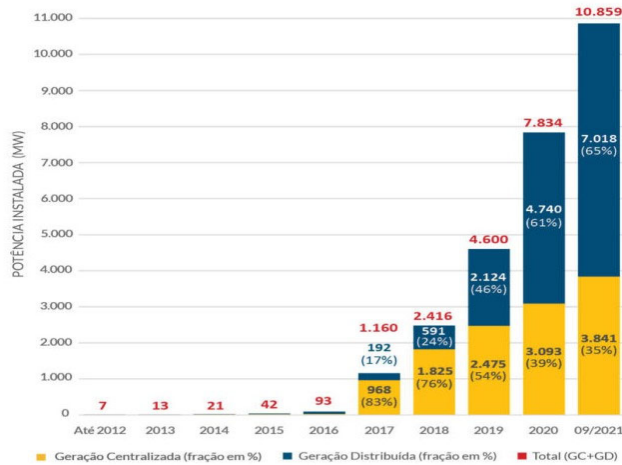
Fonte: BEN (2021).

Em 2012 foi criada a resolução normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que foi o marco inicial da microgeração distribuída no país, essa implementação incentivou a instalação de novos geradores da fonte solar ou eólica. Esta resolução estabeleceu condições e critérios para que o consumidor brasileiro pudesse instalar micro ou minigeradores conectados aos sistemas de distribuição de energia e realizasse a compensação do excedente de energia injetada em sua fatura.

Falando apenas sobre energia solar, desde 2012 até 01 de agosto de 2021, mais de 10.859GW de potência instalada foram implantadas e estão em operando em todo o território nacional, o que corresponde mais de R\$56,4 bilhões de reais em investimentos particulares,

que deste então evitou a emissão de mais de 12,4 milhões de toneladas de CO2 para a atmosfera. Este mercado está em acelerada e crescente expansão, de acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR).

**Gráfico 2** – Evolução da potência instalada de geradores fotovoltaicos no Brasil



Fonte: ABSOLAR (2021).

Por mais que os geradores fotovoltaicos estão sendo amplamente implantados ao longo de todo país, é de suma importância avaliar as condições específicas de cada instalação afim de garantir que o sistema fotovoltaico esteja operando conforme as condições de projeto garantindo a eficiência na produção de energia quanto financeiro.

## 2 DESENVOLVIMENTO

### 2.1 CONCEITOS RELEVANTES

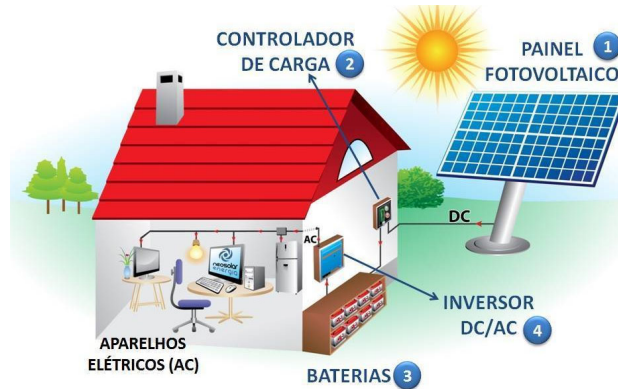
Abaixo serão apresentados alguns conceitos que permeiam os principais assuntos necessários para compreensão do presente estudo.

#### 2.1.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Os geradores fotovoltaicos podem ser divididos em dois tipos, o primeiro sendo os isolados (também chamados de *offgrid*) que são empregados em locais onde não exista redes

de distribuição de energia, armazenando a toda a energia produzida e não consumida instantaneamente em baterias apropriadas.

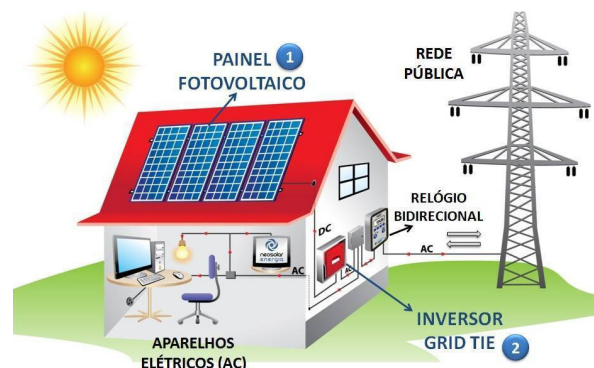
**Figura 1** – Representação genérica do sistema *offgrid*



Fonte: NeoSolar (2021).

Já o segundo tipo corresponde ao conectado à rede elétrica (também chamado de *ongrid* ou *grid-tie*), o qual está sempre funcionando em paralelo com a concessionária, inclusive caso ocorra alguma falha na rede de distribuição o sistema fotovoltaico também irá ser desligado. No caso da topologia *ongrid* toda a energia produzida e não consumida instantaneamente é enviada a rede pública da concessionária que, guarda essas informações no medidor bidirecional e futuramente devolve ao consumidor essa quantidade de energia injetada em forma de créditos para abatimento no valor da próxima fatura de energia. O intuito do sistema *ongrid* é diminuir consideravelmente os gastos tarifários da conta de luz.

**Figura 2** – Representação genérica do sistema *ongrid*



Fonte: NeoSolar (2021).

Entre essas duas topologias de sistemas, a conectada à rede elétrica foi escolhida para o desenvolvimento do presente trabalho pois apresenta uma maior confiabilidade para garantir

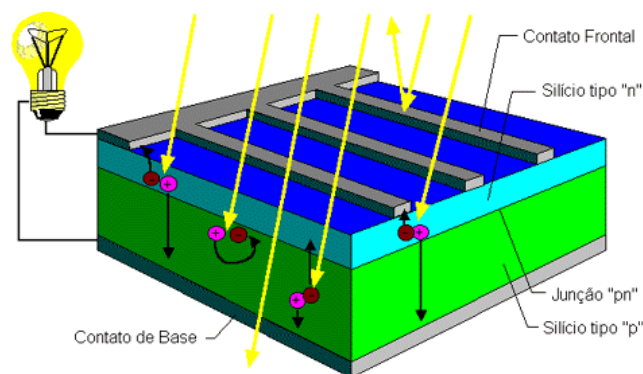
o fornecimento de energia mesmo com oscilações inesperadas de aumento carga por longos períodos e o seu custo de implantação ser consideravelmente menor do que o *offgrid*, uma vez que as baterias necessárias apenas no sistema *offgrid* ainda apresentam um custo elevado nos dias atuais.

### 2.1.2 Módulos fotovoltaicos

O módulo, ou também painel ou placa, fotovoltaico é o componente do sistema solar que converte a energia proveniente do sol em energia elétrica. O seu princípio de funcionamento é o efeito fotovoltaico, observado pela primeira vez que se tem conhecimento em 1839 por Edmond Becquerel.

Segundo o Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB), este efeito é ocasionado quando semicondutores de silício dopado positiva e negativamente, conhecido como junção p-n, quando recebe irradiação solar o que faz com que seus elétrons se polarizem em faces opostas da junção p-n, o que gera uma pequena diferença de potencial entre os dois lados. Desta forma ao conectar os dois lados opostos utilizando um material bom condutor, ocorre a passagem de corrente elétrica, constituindo um dispositivo chamado célula fotovoltaica. O painel fotovoltaico é constituído de diversas células associadas em série ou paralelo, de acordo com cada modelo e fabricante.

**Figura 3 – Célula fotovoltaica em corte**



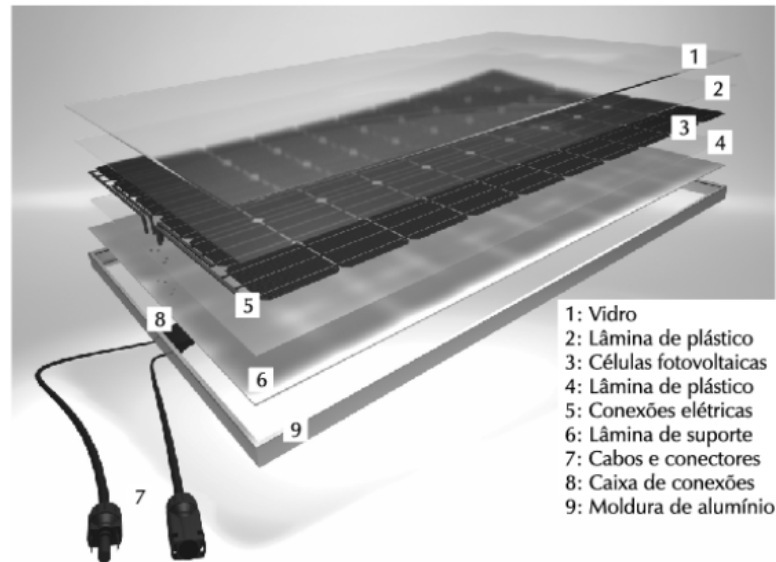
Fonte: CRESESB.

Além das células, a placa fotovoltaica contém material encapsulante de plástico, hastes metálicas para realizar as conexões elétricas internas e prepara-las para as conexões externas, caixa de junção na face posterior para a conexão dos cabos externos, moldura de alumínio para garantir uma resistência mecânica de fixação do módulo, vidro temperado para proteção



contra as intempéries, um par de cabos (um para o polo positivo e outro para o polo negativo) contendo conectores padronizados tipo MC4.

**Figura 4** – Composição dos elementos do módulo fotovoltaico

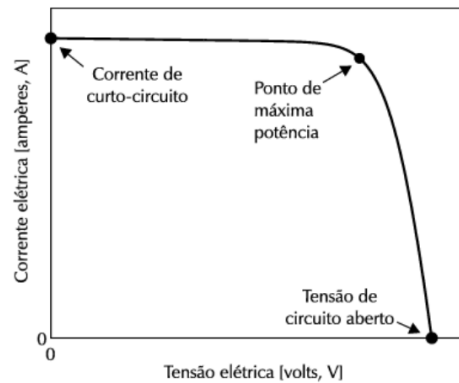


Fonte: Villalva.

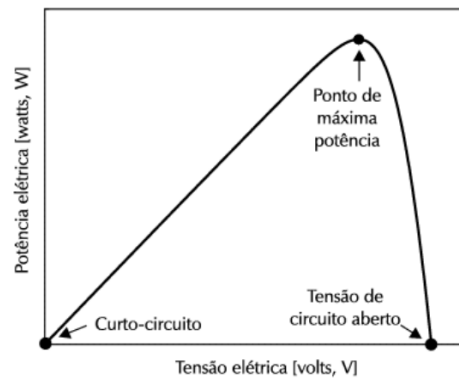
Conforme Villalva (2012), os módulos fotovoltaicos apresentam um comportamento diferente dos demais geradores elétricos, como os geradores síncronos ou assíncronos, nos painéis a tensão de saída depende da carga que está conectada aos seus polos positivo e negativo.

Segundo Zilles (2012), caso raios solares atinjam a placa, mas não exista nenhuma carga conectada aos seus polos, não existindo corrente, a tensão medida no painel será a máxima possível, chamada de tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ). Caso ambos os polos forem curtos-circuitados, a tensão será nula, fazendo com que a corrente medida seja a máxima do módulo, chamada de corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ).

Baseando-se nestes dois opostos, percebe-se que existe um ponto intermediário entre os dois cenários em que é possível obter a tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ), a corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ) e assim consequentemente pela multiplicação dos dois obtém-se a máxima potência do módulo ( $W_p$ ). Além dessas grandezas outro fator bem considerado é o rendimento do módulo ( $\eta$ ) dado em porcentagem. Estas são as principais informações para serem observadas na folha de dados (datasheet) dos painéis fotovoltaicos.

**Gráfico 3 – Curva característica I-V**

Fonte: Villalva (2012).

**Gráfico 4 – Curva característica P-V**

Fonte: Villalva (2012).

Como os módulos são instalados em ambientes externos, acabam ficando suscetíveis a variações de temperatura e a irradiação, que conseqüentemente afetam o valor da potência máxima gerada pelo módulo. A tensão nos terminais do módulo é inversamente proporcional a elevação de temperatura ambiente, já a corrente é diretamente proporcional à irradiação solar.

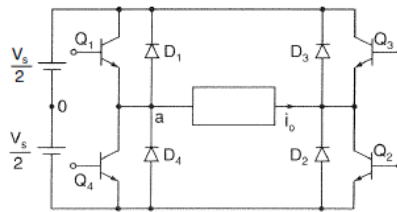
Os módulos podem ser associados em série ou paralelo entre si. Quando estão em série a corrente dos módulos é a mesma e a tensão dos seus terminais são somados. Já quando estão em paralelo, as correntes que chegam nos ramos são somadas e as tensões nos terminais são as mesmas. Quando ocorrem associações de módulos, estas são chamados de arranjos fotovoltaicos (ou *strings*). Estes arranjos são instalados sobre estruturas de fixação, para uso dos painéis no solo ou em telhados acompanhando a orientação e inclinação. No caso dos telhados, existem estruturas próprias para cada tipo de telha e estrutura de suporte.

### 2.1.3 Inversores CC/CA

O inversor CC/CA, ou simplesmente inversor, é o componente do sistema solar que converte a corrente contínua proveniente dos módulos em corrente alternada e a injeta na instalação elétrica conectada à rede da concessionária de energia.

Conforme Rashid (2014), o princípio da conversão de corrente alternada para contínua é o chaveamento coordenado realizado por quatro de semicondutores de potência (dispositivos de disparo e bloqueio controlados ou tiristores em comutação forçada) que trabalham aos pares de forma que ficam invertendo os polos de tensão aplicados a carga convertendo assim a tensão constante em alternada. Em inversores do sistema *offgrid* esse controle do chaveamento é um sinal PWM, já em inversores *ongrid* esse controle é mais refinado e tem um algoritmo mais complexo pois o inversor grid-tie trabalha obrigatoriamente em paralelismo com o sinal de tensão disponível pela concessionária, desta forma o sinal produzido pelo inversor deverá ser o mais semelhante possível.

**Figura 5** – Digrama genérico do circuito inversor em ponte completa



Fonte: Muhammad H. Rashid (2014)

Além do circuito de potência que realiza a conversão CC/CA, os inversores podem possuir diversos outros circuitos ou componentes para realizar as mais diversas funções complementares, como por exemplo: monitorar a energia gerada, comunicação com a internet, módulo wifi, sistema para extração da máxima potência dos painéis, sistema de controle de temperatura para acionar ventoinhas de refrigeração, interfaces homem máquina, filtros eletrônicos, dispositivos de proteção contra surtos, seccionadoras, relés de proteção. Todas essas opções estão disponíveis de acordo com cada modelo de cada fabricante.

**Figura 6** – Vista frontal com e sem tampa e vista inferior do inversor



Fonte: Datasheet Refusol 5k-2T

Apesar de existirem várias funções opcionais, é obrigatório que todos os modelos de inversores *ongrid* possuam chave de desconexão da parte contínua do sistema para possibilitar manutenções sem a necessidade de desconectar fisicamente o cabeamento; detecção de ilhamento e reconexão automática para garantir que o inversor trabalhe somente quando a rede da concessionária estiver ligada de forma que o inversor seja descontado quando ocorram faltas da rede elétrica e seja reconectado quando o fornecimento reestabelecido; e por último é necessário possuir o recurso de rastreamento de máxima potência, ou também MPPT (*maximum power point tracking*), em cada uma das suas entradas CC afim de garantir que o inversor trabalhe sempre extraindo o máximo dos painéis e mantendo a melhor resposta contra perturbações.

Ao analisar a folha de dados (*datasheet*) de qualquer inversor, deve-se atentar as algumas características, tanto do lado contínuo como quantidade de MPPTs, faixa útil de tensão contínua de entrada, tensão contínua máxima de entrada contínua, corrente máxima de entrada contínua, quanto do lado alternado como tensão e frequência da rede elétrica, potência máxima de saída, quantidade de fases para conexão e as proteções ANSI disponíveis no relé interno de proteção.

#### **2.1.4 Grandezas e posicionamento aparentem do sol**

Segundo Villava (2012), a energia do sol é transmitida ao planeta terra por meio de ondas eletromagnéticas que viajam pelo vácuo do espaço, uma pequena parte desse espectro de onda pode ser percebida quando essas ondas atingem a superfície terrestre por meio da percepção de luz e calor. Essas ondas que estão relacionadas ao funcionamento do painel fotovoltaico são quantificadas por meio de duas grandezas. A irradiação, ou irradiância, é a

grandeza de potência dada em watt por metro quadrado ( $\text{W}/\text{m}^2$ ). Já a insolação é a grandeza de energia expressa em watt-hora por metro quadrado ( $\text{Wh}/\text{m}^2$ ). A irradiância sofre variações ao longo de um dia, porém obedece a uma curva característica. Esta apresenta a condição ideal de incidência, sem considerar nuvens e sombreamento sobre a superfície atingida pelos raios.

**Gráfico 4** – Curva característica da irradiância ao longo de um dia

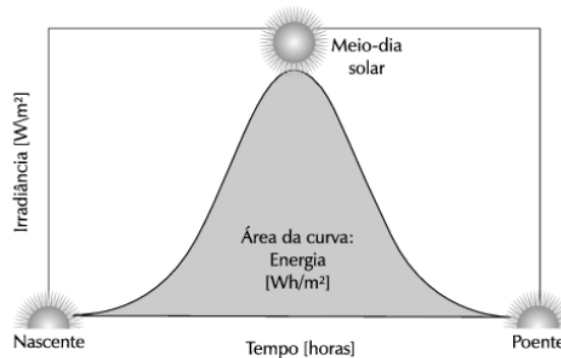


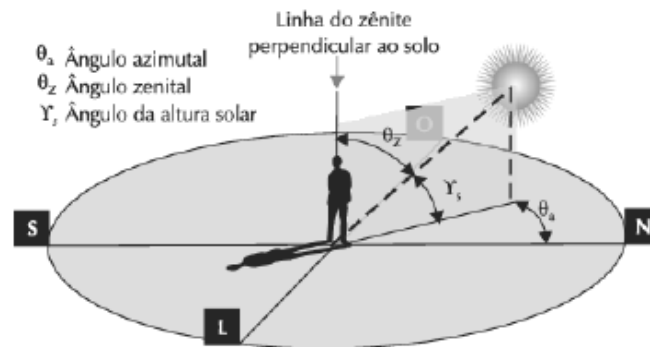
Figura 2.14: Perfil da irradiância solar ao longo de um dia.

Fonte: Villalva (2012).

Para calcular a energia recebida por uma região qualquer durante um dia, é necessário realizar diversas medições de irradiância ao longo das horas de sol e realizar uma integração dos valores medidos, para obter o valor da insolação diária. Este método pode ser aplicado também para períodos de meses ou ano para obter valores médios de insolação. Empresas ou órgãos públicos relacionados ao tema, fornecem tabelas contendo estes valores médios de irradiação por região, como por exemplo o Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB).

Ainda conforme Villalva (2012), quanto ao posicionamento aparente do sol, a trajetória realizada independentemente da época do ano pode ser decomposta em três ângulos. Sendo eles, ângulo azimutal ( $\theta_a$ ), ângulo da altura solar ( $\gamma_s$ ) e ângulo zênite ( $\theta_Z$ ). O referencial deste trabalho é sempre o hemisfério sul do planeta.

**Figura 7** – Representação dos três ângulos do movimento do sol



Fonte: Villalva (2012).

O ângulo azimutal ( $\theta_a$ ) é a medida da diferença entre o posicionamento do sol e o norte geográfico. Quando o sol está nascente o ângulo é  $-90^\circ$  (direção leste), quando está no norte geográfico o ângulo é nulo e quando está poente é  $90^\circ$  (direção oeste).

O ângulo da altura solar ( $\gamma_s$ ) é consequência dos movimentos de rotação, translação e inclinação do eixo de órbita elíptica em  $23,5^\circ$  ao redor do sol. Estes três fatores fazem que o sol nascer e o pôr-do-sol sejam em pontos distintos, além da sua trajetória ser diferente todos os dias, porém respeitando padrões ao longo das estações climáticas do ano. Por exemplo, durante o equinócio de verão o sol está em sua altura máxima, já no solstício de inverno o sol está com a sua altura mais baixa. O  $\gamma_s$  também depende da localização do observador, uma vez que ele esteja mais próximo aos polos perceberá uma altura solar mais baixa enquanto outro observador que esteja próximo a linha do equador perceberá uma altura solar mais alta.

O ângulo zênite ( $\theta_z$ ) trata-se da diferença entre o uma linha imaginária perpendicular ao solo, também conhecida como linha zênite, e com o ângulo de altura solar. Portanto este é um parâmetro de referência, pois é um ângulo complementar ao  $\gamma_s$ .

### 2.1.5 Disposições sobre o faturamento da concessionária

A companhia paraense de energia (COPEL) divide os consumidores de acordo com o nível de tensão de atendimento sendo Grupo A aqueles atendidos em tensão igual ou maior que 2,3kV enquanto que o Grupo B contém os consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3kV.

Ambos os grupos são divididos em categorias de acordo com o tipo do consumidor, em relação as divisões do Grupo B são: B-1 – Residencial e Residencial Baixa Renda; B-2 –

Rural, Cooperativa de utilização rural e Serviço público de irrigação; B-3 - Demais classes e B-4 - Iluminação Pública.

O método utilizado pela distribuidora para aplicar a tarifa de energia em todos os subgrupos B citados é a do tipo monômnia, ou seja, a tarifa é constituída com base unicamente no consumo de energia elétrica ativa. Porém existem duas formas de aplicar essa tarifa, sendo a do tipo convencional em que o valor do kWh consumido é igual em todos os horários do dia e o tipo tarifa branca em que o valor do kWh é variado ciclicamente conforme os horários do dia.

No caso do grupo B, valor apresentado em cada fatura mensal corresponde a soma do faturamento mínimo de acordo com cada tipo de conexão, a energia ativa consumida e custos com iluminação pública. Os tipos de faturamento mínimo aplicado são 30kWh para conexões monofásicas, 50kWh para conexões bifásicas e 100kWh para conexões trifásicas.

### **2.1.6 Normas técnicas consideradas**

Afim de garantir qualidade e eficiência nos processos, produtos e serviços, assegurando segurança e parâmetros confiáveis, a distribuidora de energia criou normas técnicas próprias chamadas de NTC, aplicadas em qualquer local que a companhia realize atendimento, tendo como base as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e organizações mundiais respeitadas como a IEC (International Electrotechnical Commission).

As NTC mais relevante para o desenvolvimento do trabalho é a NTC 905200 a qual regulamenta e fornece as diretrizes para conexão de micro e minigeração ao sistema de distribuição da concessionária, porém também vale ressaltar que a NTC 901100 que estabelece condições gerais para fornecimento de energia a instalação de unidades consumidores atendidas em baixa tensão.

A NTC 905200 classifica as centrais geradoras com base na potência instalada de inversores. É considerada microgeração se a potência instala for igual ou menor que 75kW e considera Minigeração se a potência instalada maior que 75kW e menor ou igual a 5MW.

É proibido conectar qualquer gerador em paralelismo com a rede de distribuição da COPEL sem antes realizar os procedimentos padronizados, estes são realizados por um engenheiro eletricista ou técnico em eletrotécnica devidamente habilitado em seu respectivo conselho de classe e devidamente cadastrado no sistema de projetistas da COPEL. Neste sistema, o responsável técnico primeiramente irá realizar a “solicitação de acesso”, após isso a

concessionária analisará toda a documentação enviada e irá realizar a emissão do “parecer de acesso”, em seguida ocorrerá um vistoria em campo para certificar que os equipamentos instalados estão conforme a documentação aprovada e só então após isso o inversor poderá ser de fato conectado à rede elétrica e iniciar sua operação.

Além destas NTC, destaca-se também a ABNT NBR 5410 a qual expressa informações específicas de diversos aspectos das instalações elétricas em baixa tensão como por exemplo dimensionamento de condutores, dimensionamento de eletrodutos e definição de esquemas de aterramento. Também se considerou a ABNT NBR 16690 a qual estabelece os requisitos de instalações de arranjos fotovoltaicos e ABNT NBR16612 a qual especifica os condutores utilizados no a arranjo fotovoltaico.

## 2.2 METODOLOGIA

O estudo proposto é uma pesquisa de campo com caráter descritivo, cujo resultado apresentado é uma análise quantitativa.

Para analisar o quão viável é a implementação de um microgerador fotovoltaico residencial em Maringá-PR, pode-se dividir as atividades a serem executadas neste processo em quatro etapas, são elas: coleta de informações da residência, dimensionamento e viabilidade do sistema microgerador, quantificação dos custos e a análise da viabilidade econômica.

### 2.2.1 Coleta de informações da residência

Nesta primeira etapa ocorreu o contato com a pessoa responsável pela unidade consumidora interessada em instalar um sistema fotovoltaico *ongrid*, por meio de uma entrevista realizada presencialmente. A partir disso uma visita pode ser feita à residência de estudo afim de verificar características específicas do local.

As informações coletadas da fatura de energia foram o histórico anual de consumo em kWh, nível de tensão contrata, classificação tarifária, valor em reais de cada kWh consumido já considerando os impostos.

Quanto as características construtivas da residência, foram coletadas informações da entrada de serviço, telhado e instalação elétrica existente. Na entrada de serviço foram verificadas as especificações dos condutores e dispositivos presentes. No telhado foi verificado o ângulo azimutal, o ângulo de inclinação em relação ao solo, o modelo das telhas



e suas dimensões em m<sup>2</sup>. Na instalação elétrica existente foram verificadas as especificações do ramal de entrada, distribuição dos condutores sobre a laje, posição e dispositivos presentes no quadro de distribuição. De forma opcional, levantou-se também o projeto arquitetônico da residência de estudo afim de agregar precisão aos dados e desenhos realizados.

Assim os registros foram arquivados em fotos digitais, anotações manuscritas e croquis feitos no local contendo informações das medições realizadas. Os projetos arquitetônicos foram desenhados com o software AutoCAD 2019.

### **2.2.2 Dimensionamento e viabilidade do sistema microgerador**

Nesta segunda etapa, ocorrer o dimensionamento dos principais componentes do sistema *ongrid* com o auxílio do Software PVSOL 2019 afim de garantir precisão e confiabilidade para o dimensionamento e simulação de produção energética, uma vez que este é um dos softwares referência no mercado fotovoltaico e sua aplicação é recomendada para consumidores residenciais segundo Fujiwara (2018).

A quantidade de módulos fotovoltaicos determina-se de forma que a energia média gerada por eles ao longo do ano seja igual ou maior do que a energia ativa consumida média pela residência de estudo ao longo do ano. Com a utilização do PVSOL basta informar a cidade da instalação, modelo dos módulos e as orientações do telhado em que serão instalados os arranjos fotovoltaicos, assim o software determina a quantidade necessária de painéis.

Os fatores que influenciam na quantidade de painéis necessários são: a potência pico, orientação azimutal e ângulo de inclinação dos módulos e a irradiação solar média da cidade de instalação. Para definir o modelo dos módulos é necessário escolher um modelo aprovado pelo INMETRO, tenha um rendimento útil de no mínimo 80% ao longo de 25 anos de funcionamento e que seja de uma potência pico alinhada com os disponíveis com o mercado atualmente.

O modelo do inversor é escolhido com base na potência total dos painéis fotovoltaicos previamente cálculos, de forma que a potência do inversor seja equivalente a 90% até 130% da potência total dos módulos. Também se considera a quantidade de fases e o nível de tensão necessário para que haja compatibilidade entre a instalação elétrica da residência de estudo e o inversor. Outra característica que pode determinar a escolha do modelo foi a quantidade de entradas MPPT, de forma que a quantidade de entradas deveria ser igual a quantidade de faces do telhado pretendidas a serem utilizadas. E por fim, a última característica a ser observada é se o equipamento possui aprovação no INMETRO.

Uma vez que os módulos e inversor são estipulados, determina-se a configuração das conexões elétricas entre os painéis para formar os arranjos fotovoltaicos. A quantidade de módulos em série será limitada pela a faixa de tensão contínua de trabalho da MPPT e deverá ser menor do que a tensão máxima de entra contínua do inversor. A quantidade de módulos em paralelo é limitada pela corrente máxima de entrada da MPPT, portanto a soma das correntes dos arranjos deverá ser obrigatoriamente menor do que este parâmetro. Os arranjos foram pensados de maneira ficassem divididos eletricamente entre faces diferentes do telhado.

Dimensiona-se os condutores conforme capacidade de condução corrente levando em consideração fatores de correção de temperatura e agrupamento. Dimensiona-se os eletrodutos conforme a taxa de ocupação mínima estipulada. O disjuntor deve ser escolhido para ser o primeiro valor comercial acima da corrente nominal do circuito exclusivo de conexão do inversor. Todos estes critérios estão de acordo com as disposições da NBR5410.

Após a especificação dos elementos elétricos, utilizando o software AutoCAD 2019 desenha-se os projetos elétricos que representam essas informações de forma gráfica para melhorar a compreensão.

Para comprovar a viabilidade técnica para implantação do sistema será observado se existe espaço físico disponível para instalação das placas em faces do telhado que não são voltadas ao sul geográfico, se existe compatibilidade elétrica do inversor com a instalação elétrica existente e se a corrente máxima injetada na rede pelo inversor é menor do que a corrente nominal do disjuntor geral da entrada de serviço.

### **2.2.3 Quantificação dos custos de investimento**

Nesta terceira etapa, a partir dos projetos desenvolvidos elabora-se a lista de materiais necessários. Em seguida foram realiza-se orçamentos por meio de ligações telefônicas e mensagens de e-mail.

Foram orçados os custos de:

- Materiais elétricos em lojas distribuidoras, sendo todos os materiais novos e com emissão de nota fiscal;
- Serviço de instalação com eletricitas, para a implantação de todos os materiais necessários, com fornecimento de ferramentas necessárias;
- Serviço de documentação junto a COPEL por um engenheiro eletricitista, para solicitar a conexão do gerador com a rede de distribuição da concessionária, com fornecimento de todos os documentos necessários.

Os profissionais selecionados para participarem da cotação de preço devem ser qualificados e habilitados pelo seu conselho de classe, quanto as empresas contatas não houve critério específico para a participação.

Desta forma, o custo de investimento inicial para implantação do sistema será a soma dos materiais e serviços orçados. Tanto a lista de materiais quanto os melhores valores orçados serão apresentados em tabelas desenvolvidas por meio do software Excel.

#### 2.2.4 Análise de viabilidade econômica

Segundo Lindemeyer (2010), dentre os inúmeros critérios possíveis para estimativa e análise de retorno do capital inicialmente investido e elaboração do fluxo de caixa, escolheu-se o Payback simples (PB), o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

O Payback corresponde ao tempo necessário para que ocorra o retorno de investimento do capital investido. Calculado pela expressão 1.

$$PB = \frac{Inv. Inicial}{\sum FC_p} \dots\dots\dots(1)$$

Sendo: PB= Payback simples, Inv.Inicial = custo do investimento inicial, FC = fluxo de caixa ao longo do período de estudo.

De acordo com Gitman (2010), o VPL consiste em atualizar para os dias atuais os valores obtidos através do fluxo de caixa futuros, baseando-se em uma taxa mínima de atratividade.

Conforme Macedo (2014), adota-se como taxa mínima a rentabilidade anual da caderneta de poupança por se tratar de um investimento de baixo risco, seguro e amplamente disponível no Brasil. Caso o valor do somatório do VPL for maior do que zero significa que o capital de retorno foi maior do que o de investimento considerando todos os valores no ano inicial do investimento. Calculado pela expressão 2.

$$VPL = \sum FC_t \times (1 + i)^{-n} \dots\dots\dots(2)$$

Sendo: VPL = Valor Presente Líquido, FCt = Fluxo de caixa do investimento, i = taxa de juros; n = número de período.

A TIR está diretamente relacionada com o valor de VPL, sendo calculado de forma que o VPL seja nulo. Desta forma, a TIR representa apenas a taxa em que os valores de entrada e saída do investimento se igualam. Calculado pela expressão 3.

$$TIR = \sum FCt \times (1 + i)^{-n} = 0 \dots\dots\dots(3)$$

Sendo: TIR = Taxa interna de retorno, FCt = Fluxo de caixa do investimento, i = taxa de juros; n = número de período.

Conhecendo estes critérios, nesta quarta etapa simula-se a previsão de produção de energia elétrica em kWh ao longo de 25 anos de operação do sistema, considerando a depreciação de rendimento dos painéis fotovoltaicos, inflação dos custos tarifários da concessionária para determinar a economia anual e as despesas anuais. O valor de subtração da economia pela despesa corresponde ao fluxo de caixa anual. Assim, por meio dos fluxos de caixa são calculados o PB, VPL e TIR.

Para determinar a viabilidade econômica da implantação do sistema fotovoltaico verifica-se a somatória do VPL resulta em um valor positivo ao final do último ano analisado, se o valor do TIR é superior à taxa de atratividade escolhida e se o PB é menor do que metade do tempo de operação do sistema.

### 2.3 MATERIAIS UTILIZADOS

Para realização das quatro etapas apresentadas na metodologia foram utilizados os seguintes instrumentos:

- Software PVSOL 2021, para coleta de dados relacionados à intensidade de radiação solar nas coordenadas do município e simulação da produção de energia anual do sistema;
- Software Autodesk AutoCAD 2019, para elaboração dos desenhos dos projetos arquitetônico e elétrico.
- Software Microsoft Excel 2019, para armazenamento, disposição, cálculo, comparação e apresentação dos resultados obtidos;

- Site Portal de Geoprocessamento de Maringá, para obter fotos de localização da residência.
- Site Calculadora do Cidadão do Banco Central, para determinar a taxa de correção da poupança.
- Smartphone, para o registro de fotografias, medição do ângulo de inclinação do telhado, envio e recebimento de e-mails e ligações telefônicas para orçamentos.

### 3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

#### 3.1 CARACTERÍSTICAS DA RESIDÊNCIA ESTUDADA

A residência escolhida para o estudo está localizada na cidade de Maringá no estado do Paraná. O lote possui aproximadamente 240m<sup>2</sup> de área total, sendo 155m<sup>2</sup> de área construída, com testada de 11,5 metros para o leste geográfico. Fotos aéreas foram obtidas através do Mapa de uso do solo, disponível no portal de Geoprocessamento da prefeitura de Maringá. Na foto abaixo, a residência escolhida está indicada pela seta.

**Foto 1 – Localização da residência estudada**



Fonte: Portal Geo Maringá.

O telhado da residência é construído por estruturas de madeira que dão suporte as telhas de concreto do tipo colonial. Ele é dividido em quatro faces, de forma todas as faces

possuem 24° graus de inclinação com relação ao solo, sendo que os únicos fatores que variam entre si são suas áreas em m<sup>2</sup> e ângulo azimutal. A face 01 possui 40,95m<sup>2</sup> e 90°, a face 02 possui 31,87m<sup>2</sup> e 90°, a face 03 possui 64,21m<sup>2</sup> e 270°, e a face 04 possui 9,78 m<sup>2</sup> com 180°. Desta forma a única face que não é possível instalar os módulos fotovoltaicos é a face 04 devido a sua orientação azimutal e pequena área. As faces 01 e 03 foram as escolhidas para a instalação dos módulos.

**Foto 2** – Identificação das faces do telhado da residência



Fonte: Portal Geo Maringá.

O local escolhido para a instalação do inversor e os quadros de proteção (lado CC e CA) foi a garagem da residência, por ser um local arejado e proteger os equipamentos das intempéries.

**Foto 3** – Garagem do imóvel



Fonte: Foto do autor.

Elaborou-se os projetos arquitetônicos, contendo a planta baixa e o telhado, com base nas medidas realizadas no local, estes desenhos foram feitos em escala 1:75 e estão disponíveis para visualização no Apêndice 01.

Verificou-se que a entrada de energia da edificação é composta por uma caixa padronizada pela COPEL do tipo CN contendo medidor bifásico e disjuntor bipolar de 50A. O ramal de entrada da edificação é composto por duas fases e o neutro aterrado sendo condutor rígido de cobre de seção  $10\text{mm}^2$  com isolamento em PVC. Este ramal principal segue pelo solo, até subir na laje da edificação.

**Foto 4** – Entrada de serviço em baixa tensão existente



Fonte: Foto do autor.

Já na laje, os condutores estão instalados de forma paralela e espaçados entre si, fixados por meio de isoladores de poliméricos. A partir desse “varal”, os condutores de fase seguem para o quadro de distribuição da residência onde encontram-se os disjuntores de proteção dos circuitos terminais. Após isso, cada circuito terminal segue o seu próprio caminho até as suas respectivas cargas existentes.

**Foto 5 – Método de instalação dos condutores na laje**

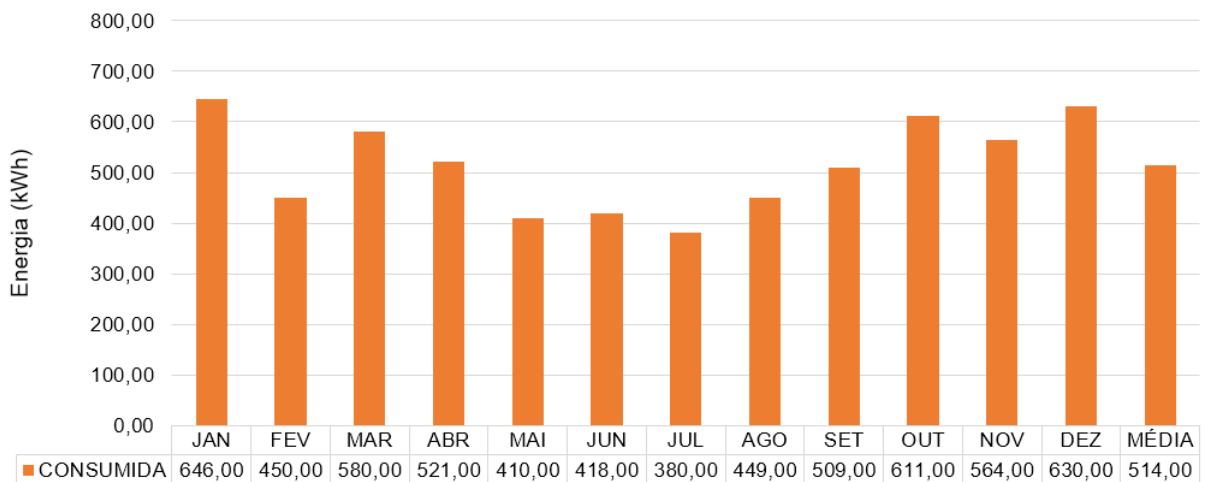


Fonte: Foto do autor.

Também foi esboçado o diagrama unifilar existente da residência, apresentando apenas os principais elementos elétricos de interesse ao desenvolvimento do sistema fotovoltaico, estes desenhos estão presentes no Apêndice 02.

A partir da fatura de energia disponibilizada, observou-se que a residência possui a tensão contratada de 127/220V, é caracterizada como bifásica, pertence ao grupo B de faturamento classificada como B1 – Residencial, com valor de R\$ 0,836970 por kWh consumido no mês de setembro de 2021. O histórico anual de energia ativa faturada da unidade consumidora pode ser observado conforme o gráfico abaixo.

**Gráfico 5 – Histórico anual de energia ativa consumida pela residência em estudo**



Fonte: Gráfico do autor.



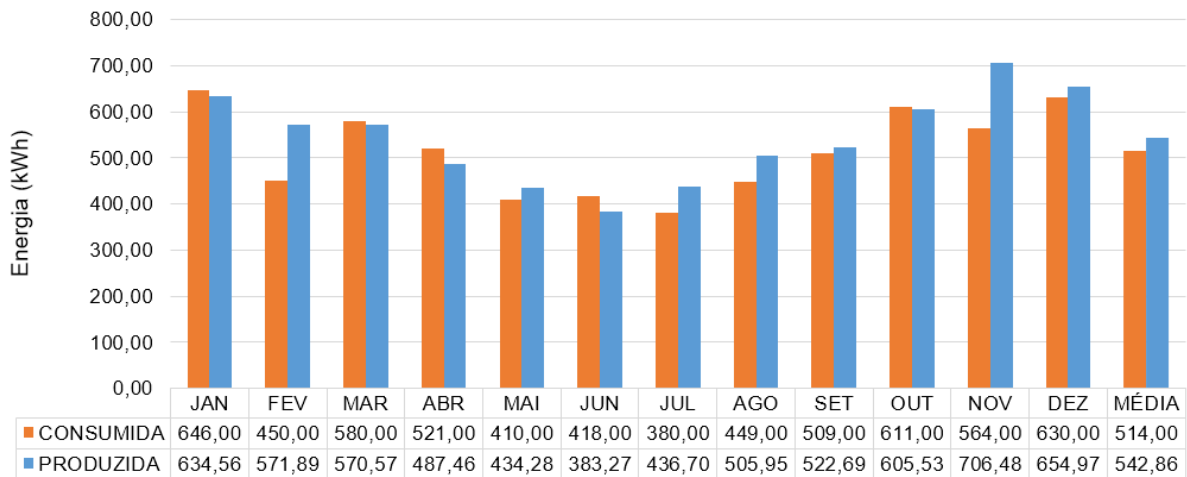
### 3.2 SISTEMA MICROGERADOR *ONGRID* PROPOSTO

O módulo fotovoltaico escolhido foi o da marca TrinaSolar, modelo Honey TSM-DE08M(II), com potência pico de 375W, tensão de circuito aberto 41,6V, corrente em potência máxima 10,89A, área unitária de 1,84m<sup>2</sup> e registro de aprovação do Inmetro número 000070/2021. A perda de rendimento de produção de energia do módulo é 0,608% ao ano. Para mais detalhes, verificar o datasheet presente no Anexo 01.

O inversor CC/CA escolhido foi o da marca Fronius, modelo Primo 4.0-1, com duas entradas MPPT independentes, tensão máxima de entrada CC sendo 1000V, corrente máxima de entrada CC 12A, potência nominal saída CA de 4kW, tensão de conexão bifásica 220V em 60Hz, corrente nominal de saída 17,4A e registro de aprovação do Inmetro número 002130/2016. Para mais detalhes, verificar o datasheet presente no Anexo 02.

Por intermédio de simulações realizadas no PVSOL, verificou-se que são necessários 13 módulos TSM-DE08M(II) dispostos em dois arranjos distintos totalizando 4,875kWp de potência instalada de módulos fazendo que o inversor fique com uma carga de 121%, para na média anual gerar mais energia do que o consumido pela residência atualmente.

**Gráfico 6** – Comparação entre a energia consumida anualmente e a estimativa de produção



Fonte: Gráfico do autor.

Essa estimativa de produção energética considera que o Arranjo 01 é composto por 07 módulos (instalados no telhado 03) que são conectados na MPPT 1, enquanto o Arranjo 02 possui 06 módulos em série (instalados no telhado 01) conectados na MPPT2 do inversor Fronius. O telhado 03 possui 63,21m<sup>2</sup> de área disponível sendo que o arranjo 01 ocupa apenas

12,88m<sup>2</sup>. Já a área ocupada pelo arranjo 02 é de 11,04m<sup>2</sup> sendo que o telhado 01 possui 40,95m<sup>2</sup>

Os condutores escolhidos para a cablagem da parte contínua do sistema são de cobre estanhado com cobertura, com isolamento de 1500Vdc em HEPR, resistentes a água e radiação UV e seção de 6mm<sup>2</sup>, conforme NBR 16612. A conectorização deste cabo ocorrem exclusivamente por meio de conectores MC4. Já a cablagem da parte alternada é de cobre com isolamento de 750V em PVC, e com bitola de 4mm<sup>2</sup>. O disjuntor escolhido para proteção do circuito alimentador do inversor é bipolar de 25A. Definiu-se eletrodutos rígidos de 1” polegada com instalação aparente na garagem a residência.

Afim de facilitar a compreensão do leitor elaborou-se o diagrama unifilar apresentando o sistema fotovoltaico conectado a instalação existente, verifique o Apêndice 03 para observar este diagrama na íntegra. Também foram desenvolvidos projetos para visualização do telhado com a os painéis instalados, disposição dos condutores dos arranjos, implantação do sistema sobre a planta baixa e detalhamentos, conforme Apêndice 04.

### 3.3 MATERIAIS E CUSTOS VERIFICADOS

A partir dos projetos especificados, considerou-se os materiais necessários para instalação do sistema, os quais estão dispostos na tabela abaixo, juntamente com os melhores custos encontrados nas lojas pesquisadas. O orçamento considerou a aquisição dos materiais fotovoltaicos adquiridos em conjunto pois esta é uma prática comum entre os fornecedores pesquisados.

**Tabela 1** – Lista de materiais aplicados e seus respectivos valores

DESCRIÇÃO DO MATERIAL	UNIDADE	QUANTIDADE	CUSTO UNITÁRIO	CUSTO TOTAL
Abraçadeira tipo D PVC 1"	pç	7	R\$ 0,77	R\$ 5,39
Cabo de cobre 4mm <sup>2</sup> PVC Preto	m	30	R\$ 3,53	R\$ 105,90
Conector derivação splitbolt 4x10mm <sup>2</sup>	pç	3	R\$ 5,81	R\$ 17,43
Conector terminal pino p/ cabo de cobre 4mm <sup>2</sup>	pç	9	R\$ 1,49	R\$ 13,41
Curva 90° eletroduto rígido 1"	pç	2	R\$ 6,48	R\$ 12,96
Disjuntor bipolar 25A Curva C	pç	1	R\$ 35,00	R\$ 35,00
DPS CA 275 V 45kA	pç	2	R\$ 53,90	R\$ 107,80
Eletroduto rígido PVC 1" - 3m	barra	3	R\$ 23,50	R\$ 70,50
Fita isolante azul	rolo	1	R\$ 5,20	R\$ 5,20
Fita isolante amarela	rolo	1	R\$ 5,20	R\$ 5,20
Fita isolante vermelha	rolo	1	R\$ 5,20	R\$ 5,20
Conduletes múltiplos 1"	pç	4	R\$ 8,95	R\$ 35,80
Quadro de sobrepor 30x30cm	pç	1	R\$ 150,00	R\$ 150,00
Eletroduto flexível corrugado PVC 3/4"	m	12	R\$ 2,67	R\$ 32,04
Cabo cobre estranhado HEPR 1500Vdc Preto	m	50	R\$ 21.608,00	R\$ 21.608,00
Cabo cobre estranhado HEPR 1500Vdc Vermelho	m	50		
Conector MC4 acoplador tipo fêmea	pç	8		
Conector MC4 acoplador tipo macho	pç	8		
DPS CC 8/20uS 20kA/40kA	cj	4		
Estrutura de fixação p/ telha colonial p/ 4 painéis	cj	4		
Inveror FRONIUS Primo 4.0-1 2MPPT 220V 4kW	pç	1		
Painel solar Trina Solar Honey 375W	pç	13		
Seccionadora CC 4 polos 1500Vdc 25A	cj	1		
Stringbox 2 entradas 2 saídas PVC	pç	10		
CUSTO TOTAL DOS MATERIAIS				R\$ 22.209,83

Fonte: Tabela do autor.

Observou-se que os eletricitistas precificam seu serviço de acordo com a quantidade de placas instaladas, por mais que também instalam os demais componentes do sistema. O melhor valor encontrado foi R\$110,00 por módulo, como são previstos 13 módulos, totaliza-se R\$1430,00. Com previsão de 2 dias para a execução completa, se as condições climáticas forem favoráveis. Quanto ao serviço de documentação, verificou-se que o melhor preço encontrado foi R\$200,00 por cada 1kWp do sistema, como o sistema proposto possui 4,875 kWp, o custo foi R\$916,00. O prazo para preparar os documentos é de 1 dia enquanto que o prazo de aprovação da concessionária é até 30 dias.

Com todos esses valores, determinou-se que o custo total para implantação do sistema é R\$24.555,83, conforme apresentado na tabela abaixo.

**Tabela 2** – Apresentação dos custos orçados

DESCRIÇÃO DO CUSTO	VALOR
Materiais elétricos	R\$ 22.209,83
Serviços de documentação junto a COPEL	R\$ 916,00
Serviços de instalação do sistema	R\$ 1.430,00
VALOR TOTAL DE INVESTIMENTO	R\$ 24.555,83

Fonte: Tabela do autor.

### 3.4 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONOMICA

A produção anual de energia foi obtida através da simulação no PVSOL em que no primeiro ano de operação espera-se gerar 6514,35 kWh. Para os anos subsequentes, considerou-se a perda de rendimento anual dos painéis sendo 0,608% a cada ano.

Conforme dados supracitados, o valor da energia ativa consumida (kWh) é de R\$ 0,836970 atualmente, para os anos futuros considerou-se uma inflação de 1% ao ano.

A economia anual é resultado da multiplicação entre a energia produzida e o valor da tarifa no respectivo ano.

A despesa fixa anual é resultado da multiplicação entre o consumo mínimo faturado (50 kWh), a tarifa do ano vigente e sendo multiplicado por 12 (referente aos meses do ano), e por fim acrescida em 10% para representar os custos de iluminação pública. No ano de implantação do sistema, a despesa mínima inclui o valor de R\$24.555,83 referente ao investimento para implantar o sistema.

O fluxo de caixa anual é fruto da subtração entre a economia anual e as despesas anuais.

Por intermédio da calculadora do cidadão, disponibilizada pelo Banco Central do Brasil, verificou-se que a taxa de correção da poupança ao longo dos últimos 24 meses foi de 4,41% (BCB, 2021). Portanto, esta foi a taxa de atratividade adotada para o cálculo do VPL e impactou no cálculo do TIR.

**Tabela 3 – Cálculo do Fluxo de caixa, PB, VPL e TIR**

ANO DE OPERAÇÃO	RENDIMENTO DOS MÓDULOS (%)	PRDUÇÃO ANUAL DE ENERGIA (kWh/ano)	VALOR DO TARIFA DA COPEL (+1% a.a)	ECONOMIA ANUAL (R\$)	DESPESAS ANUAIS (R\$)	FLUXO DE CAIXA ANUAL (R\$)	RETORNO DE INVESTIMENTO (PB)	VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)	TAXA DE RETORNO INTERNO(TIR) 25,3%
0	100,00%	6514,35	R\$ 0,8369	R\$ 5.451,86	R\$ 25.108,18	-R\$ 19.656,32	-R\$ 19.656,32	R\$ 19.656,32	-R\$ 19.656,32
1	99,39%	6474,74	R\$ 0,8469	R\$ 5.483,46	R\$ 558,95	R\$ 4.924,51	R\$ 14.731,82	R\$ 4.716,31	R\$ 3.927,62
2	98,78%	6435,14	R\$ 0,8569	R\$ 5.514,27	R\$ 565,55	R\$ 4.948,71	-R\$ 9.783,11	R\$ 4.539,12	R\$ 3.147,94
3	98,18%	6395,53	R\$ 0,8669	R\$ 5.544,28	R\$ 572,15	R\$ 4.972,13	-R\$ 4.810,98	R\$ 4.367,78	R\$ 2.522,57
4	97,57%	6355,92	R\$ 0,8769	R\$ 5.573,51	R\$ 578,75	R\$ 4.994,75	R\$ 183,78	R\$ 4.202,16	R\$ 2.021,07
5	96,96%	6316,31	R\$ 0,8869	R\$ 5.601,94	R\$ 585,35	R\$ 5.016,58	R\$ 5.200,36	R\$ 4.042,09	R\$ 1.618,99
6	96,35%	6276,71	R\$ 0,8969	R\$ 5.629,58	R\$ 591,95	R\$ 5.037,62	R\$ 10.237,99	R\$ 3.887,43	R\$ 1.296,67
7	95,74%	6237,10	R\$ 0,9069	R\$ 5.656,43	R\$ 598,55	R\$ 5.057,87	R\$ 15.295,86	R\$ 3.738,05	R\$ 1.038,33
8	95,14%	6197,49	R\$ 0,9169	R\$ 5.682,48	R\$ 605,15	R\$ 5.077,33	R\$ 20.373,18	R\$ 3.593,78	R\$ 831,33
9	94,53%	6157,88	R\$ 0,9269	R\$ 5.707,74	R\$ 611,75	R\$ 5.095,99	R\$ 25.469,17	R\$ 3.454,49	R\$ 665,48
10	93,92%	6118,28	R\$ 0,9369	R\$ 5.732,21	R\$ 618,35	R\$ 5.113,86	R\$ 30.583,03	R\$ 3.320,05	R\$ 532,62
11	93,31%	6078,67	R\$ 0,9469	R\$ 5.755,89	R\$ 624,95	R\$ 5.130,94	R\$ 35.713,97	R\$ 3.190,30	R\$ 426,22
12	92,70%	6039,06	R\$ 0,9569	R\$ 5.778,78	R\$ 631,55	R\$ 5.147,23	R\$ 40.861,20	R\$ 3.065,12	R\$ 341,02
13	92,10%	5999,46	R\$ 0,9669	R\$ 5.800,87	R\$ 638,15	R\$ 5.162,72	R\$ 46.023,92	R\$ 2.944,37	R\$ 272,80
14	91,49%	5959,85	R\$ 0,9769	R\$ 5.822,18	R\$ 644,75	R\$ 5.177,42	R\$ 51.201,34	R\$ 2.827,92	R\$ 218,20
15	90,88%	5920,24	R\$ 0,9869	R\$ 5.842,69	R\$ 651,35	R\$ 5.191,33	R\$ 56.392,67	R\$ 2.715,64	R\$ 174,50
16	90,27%	5880,63	R\$ 0,9969	R\$ 5.862,40	R\$ 657,95	R\$ 5.204,45	R\$ 61.597,12	R\$ 2.607,40	R\$ 139,52
17	89,66%	5841,03	R\$ 1,0069	R\$ 5.881,33	R\$ 664,55	R\$ 5.216,78	R\$ 66.813,90	R\$ 2.503,08	R\$ 111,54
18	89,06%	5801,42	R\$ 1,0169	R\$ 5.899,46	R\$ 671,15	R\$ 5.228,31	R\$ 72.042,21	R\$ 2.402,56	R\$ 89,16
19	88,45%	5761,81	R\$ 1,0269	R\$ 5.916,81	R\$ 677,75	R\$ 5.239,05	R\$ 77.281,26	R\$ 2.305,71	R\$ 71,26
20	87,84%	5722,21	R\$ 1,0369	R\$ 5.933,35	R\$ 684,35	R\$ 5.249,00	R\$ 82.530,26	R\$ 2.212,42	R\$ 56,94
21	87,23%	5682,60	R\$ 1,0469	R\$ 5.949,11	R\$ 690,95	R\$ 5.258,16	R\$ 87.788,42	R\$ 2.122,58	R\$ 45,49
22	86,62%	5642,99	R\$ 1,0569	R\$ 5.964,08	R\$ 697,55	R\$ 5.266,52	R\$ 93.054,94	R\$ 2.036,08	R\$ 36,34
23	86,02%	5603,38	R\$ 1,0669	R\$ 5.978,25	R\$ 704,15	R\$ 5.274,10	R\$ 98.329,03	R\$ 1.952,80	R\$ 29,03
24	85,41%	5563,78	R\$ 1,0769	R\$ 5.991,63	R\$ 710,75	R\$ 5.280,88	R\$ 103.609,91	R\$ 1.872,65	R\$ 23,18
25	84,80%	5524,17	R\$ 1,0869	R\$ 6.004,22	R\$ 717,35	R\$ 5.286,87	R\$ 108.896,78	R\$ 1.795,51	R\$ 18,51
TOTAL		156500,74				R\$ 108.896,78		R\$ 56.759,08	R\$ 0,00

Fonte: Tabela do autor.

Desta forma o Payback ocorreu no 4º ano de operação do sistema, o Valor Presente Líquido calculado foi de R\$56.759,08 e a Taxa de Retorno Interno foi de 25,38%.

### 3 CONCLUSÃO

Pode-se concluir que de acordo com as características da residência escolhida é possível implantar um sistema de microgeração fotovoltaico *ongrid* de 4,875Wp com 13 módulos de 375W utilizando-se um inversor de 4kW com duas entradas independentes, de forma que um arranjo com 7 painéis em série fique instalado na face oeste do telhado e o outro arranjo com 6 painéis em série fique instalado na face leste. Pois verificou-se que existe espaço disponível nos telhados para instalação dos arranjos, que existe compatibilidade elétrica entre o inversor e a instalação existente considerando tensão e frequência, a que a corrente de injeção máxima do inversor é 17,4A sendo inferior à de 50 A do disjuntor de proteção geral. Assim, os três critérios técnicos estabelecidos foram atendidos satisfatoriamente.

Este sistema proposto, demonstrou-se economicamente viável por meio dos cálculos realizados, nos quais o Valor Presente Líquido (VPL) teve um saldo positivo de R\$56.759,08, enquanto a Taxa de Retorno Interno (TIR) foi de 25,38% sendo bem superior a taxa mínima de atividade de 4,41%, e o tempo de retorno de investimento (PB) foi de 4 anos sendo que o tempo de operação do sistema estimado foi de 25 anos. Assim, os três critérios econômicos estabelecidos foram atendidos satisfatoriamente.

### REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N° 482.**

Outorgada em 17 de abril de 2012. Disponível em: <

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>> Acesso em: 31 out. 2021

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Panorama da fotovoltaica no Brasil. **Infográfico ABSOLAR.** Disponível em:

<<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>> Acesso em: 31 out. 2021

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos.** Rio de Janeiro, 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16612: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores.** Rio de Janeiro, 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão.** Rio de Janeiro, 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos.** Rio de Janeiro, 2019.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. Informações úteis. **Tarifas de energia da COPEL.** Disponível em:  
<<https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9>>  
> Acesso em: 31 out. 2021

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **NTC 905200: Acesso de micro e minigeração ao sistema da COPEL.** Curitiba, 2021.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **NTC 901100: Fornecimento em tensão secundária de distribuição.** Curitiba, 2021.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. Taxas e tarifas. **Histórico de reajuste tarifário.** Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcweb/copel-distribuicao/taxas-tarifas/>>  
Acesso em: 31 out. 2021

CRESESB. Energia Solar Fotovoltaica. **Efeito Fotovoltaico.** Disponível em:  
<[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&lang=pt&cid=321](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321)> Acesso em: 31 out. 2021

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Matriz Energética e Elétrica.** Disponível em:  
<<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>> Acesso em: 31 out. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional (BEN). **Relatório Síntese 2021.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>> Acesso em: 31 out. 2021.

FUJIWARA, L. N. **Estudo comparativo de dimensionamento de sistema fotovoltaico conectado à rede através de ferramentas computacionais e método analítico.** 2018. Projeto de graduação de curso. (Graduação em engenharia elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo.

GITMAN, L. J. **Princípios da administração financeira.** São Paulo: Pearson, 2010.

LYNDEMAYER, R. M. **Análise de viabilidade econômico-financeira do uso do biogás como fonte de energia.** 2008. Trabalho de conclusão de estágio supervisionado (graduação em Administração) – Universidade Federal de Santa Catarina.

MACEDO J. de J. **Análise de projeto e orçamento empresarial.** Curitiba: InterSaberes, 2014.

NEO SOLAR. **Sistemas de energia solar fotovoltaica e seus componentes.** Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>> Acesso em: 31 out. 2021.

RASHID, M. H. **Eletrônica de potência: dispositivos, circuitos e aplicações.** São Paulo: Pearson, 2014.

REFUSOL. **Datasheet: REFUone 3K...7K-2T.** Disponível em: <<https://refu.com.br/produtos/inversor-solar-fotovoltaico/inversor-refusol-5k-2t>> Acesso em: 31 out. 2021.

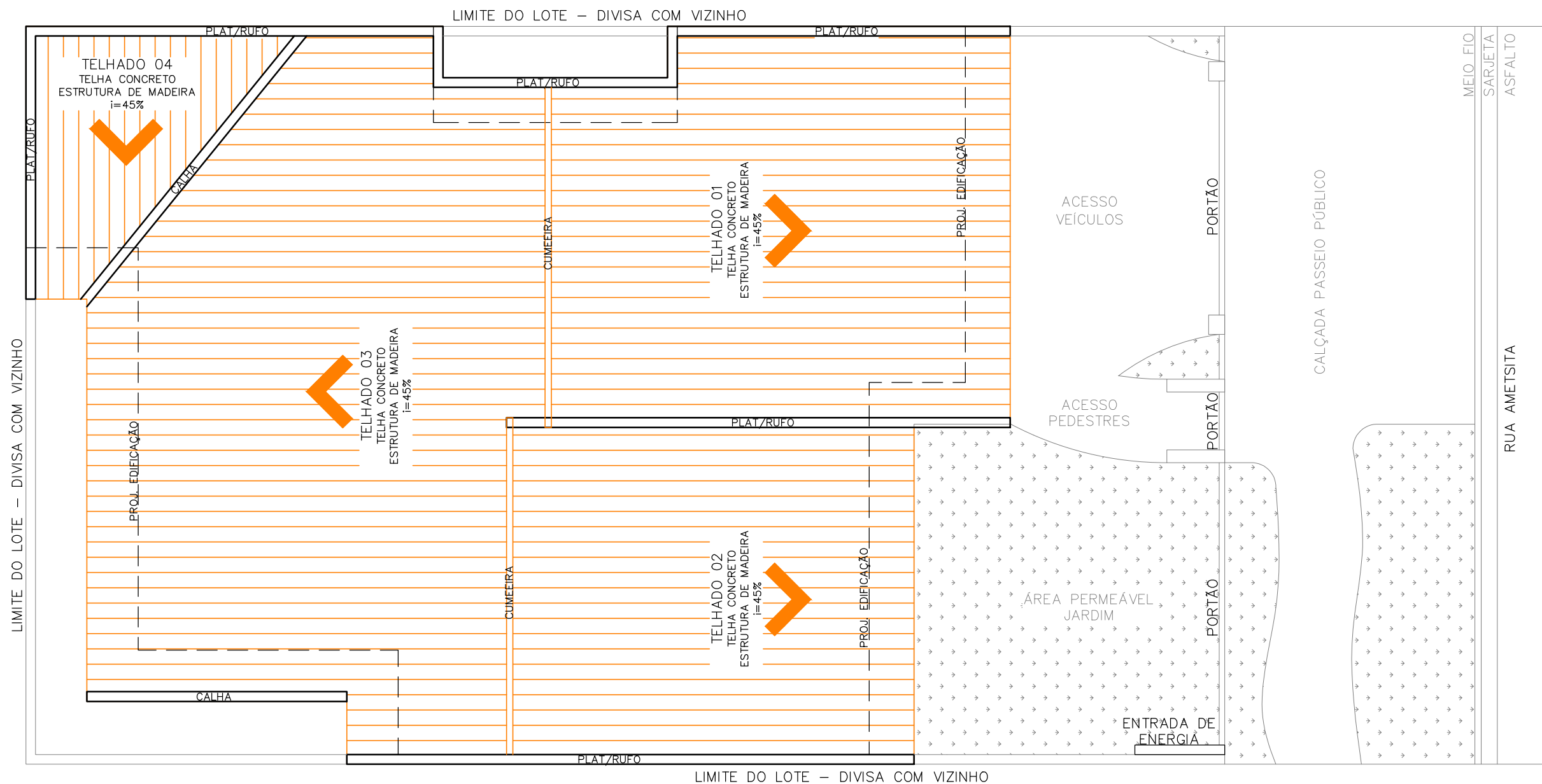
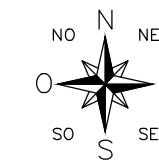
VILLALVA, M.G.; GAZOLI, J.R. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações.** São Paulo: Érica, 2012.

ZILLES, R; MACÊDO, W.N; GALHARDO, M. A. B; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** São Paulo: Oficina de textos, 2012.

## **APÊNDICE 01 – PROJETO ARQUITETÔNICO ELABORADO**

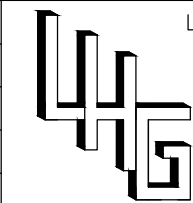
Foram elaborados os projetos arquitetônicos, contendo a planta baixa e o telhado, com base nas medidas realizadas no local, em escala de desenho 1:75, em folhas A3.



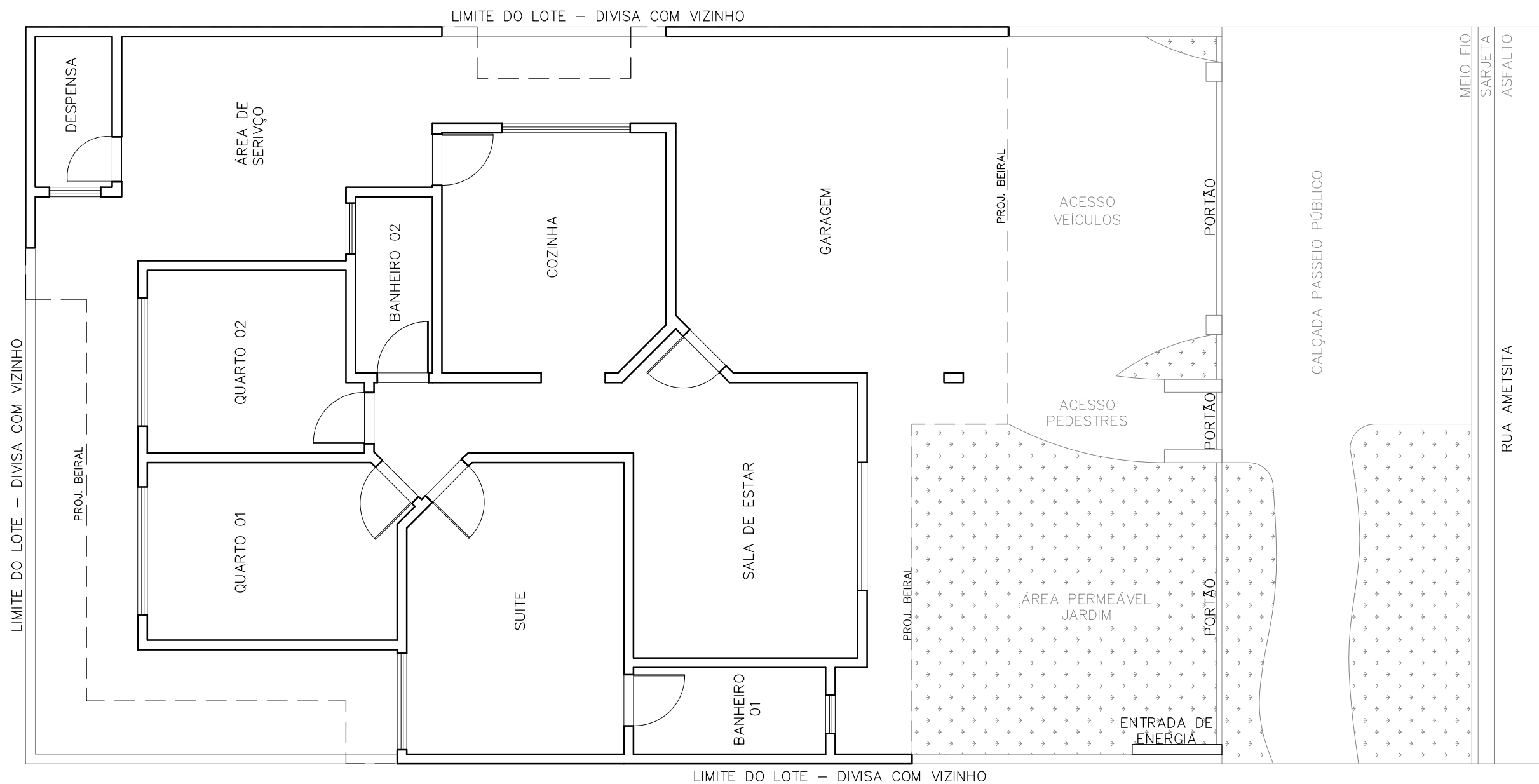
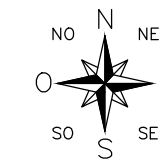


N°	LW	CLR
01	.10	Black
03	.10	Black
02	.15	Black
07	.15	Black
05	.20	Black
06	.30	Black
04	.35	Black
08	.05	Grey
10	.20	Red
30	.20	Yellow
90	.20	Green
170	.20	Blue
FOLHA A3		
297x420mm		

MATÉRIA: TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO	ESCALA: 1:75
DESENHO: PROJETO ARQUITETONICO TELHADO DA EDIFICAÇÃO	REVISÃO: 00
DESENHISTA: LUCAS H. GASPAR	FOLHA: 01 DE 02
	DATA: 10/10/2021
	PROF: ANDERSON RODRIGUES

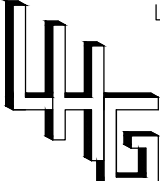


LUCAS H. GASPAR  
 UNICESUMAR  
 RA: 1724125-2  
 ENG. ELÉTRICA  
 5° ANO



N°	LW	CLR
01	.10	Black
03	.10	Black
02	.15	Black
07	.15	Black
05	.20	Black
06	.30	Black
04	.35	Black
08	.05	Grey
10	.20	Red
30	.20	Yellow
90	.20	Green
170	.20	Blue
FOLHA A3		
297x420mm		

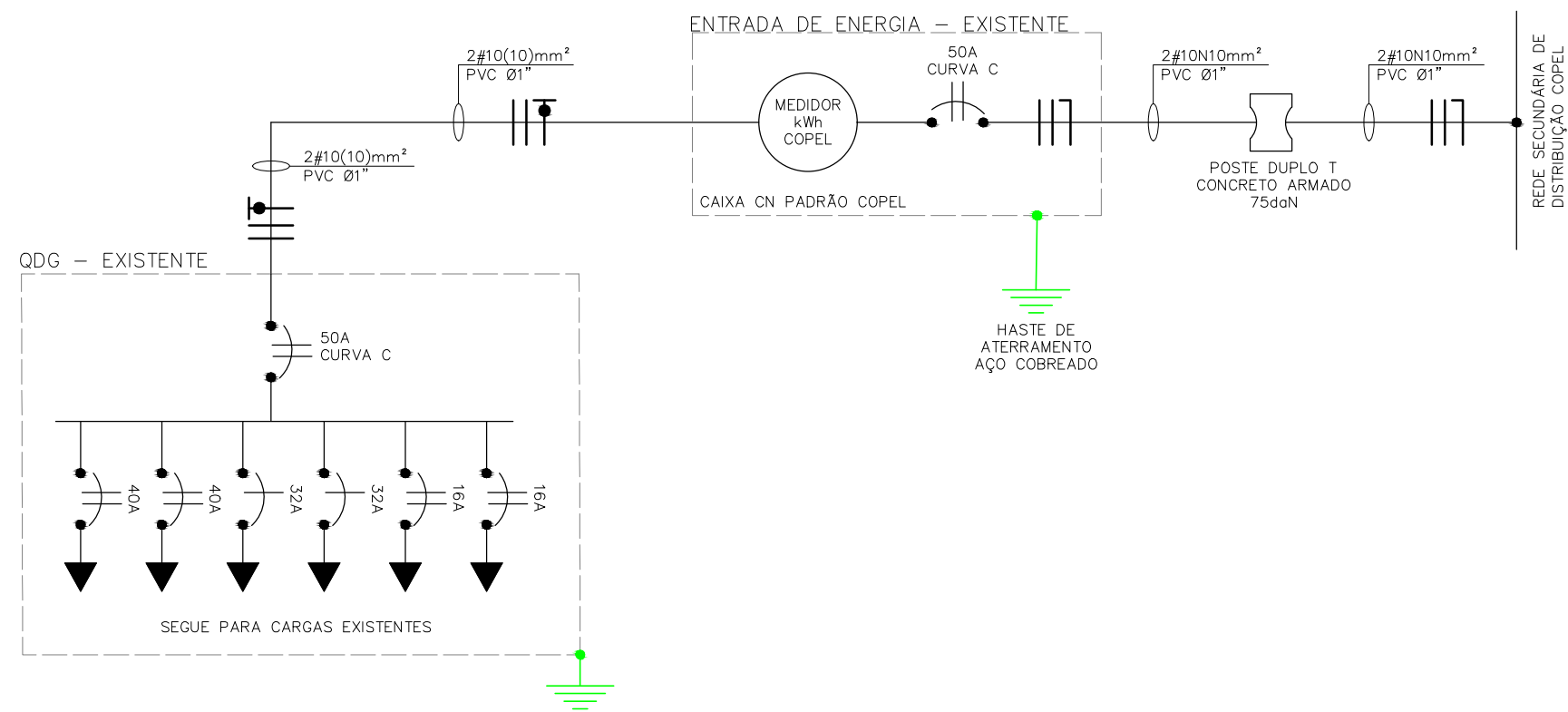
MATÉRIA: TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO	ESCALA: 1:75
	REVISÃO: 00
DESENHO: PROJETO ARQUITETONICO PLANTA BAIXA	FOLHA: 01 DE 02
	DATA: 10/10/2021
DESENHISTA: LUCAS H. GASPAR	PROF: ANDERSON RODRIGUES



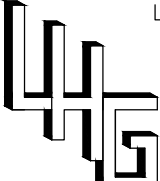
LUCAS H. GASPAR  
UNICESUMAR  
RA: 1724125-2  
ENG. ELÉTRICA  
5° ANO

## **APÊNDICE 02 – DIAGRAMA UNIFILAR EXISTENTE**

Foi esboçado o diagrama unifilar existente da residência, apresentando apenas os principais elementos elétricos, de interesse ao desenvolvimento dos projetos de implantação do sistema fotovoltaico, com base nas informações verificadas no local, os desenhos não possuem escala pois se tratam de um diagrama e estão desenhados em folha A3.

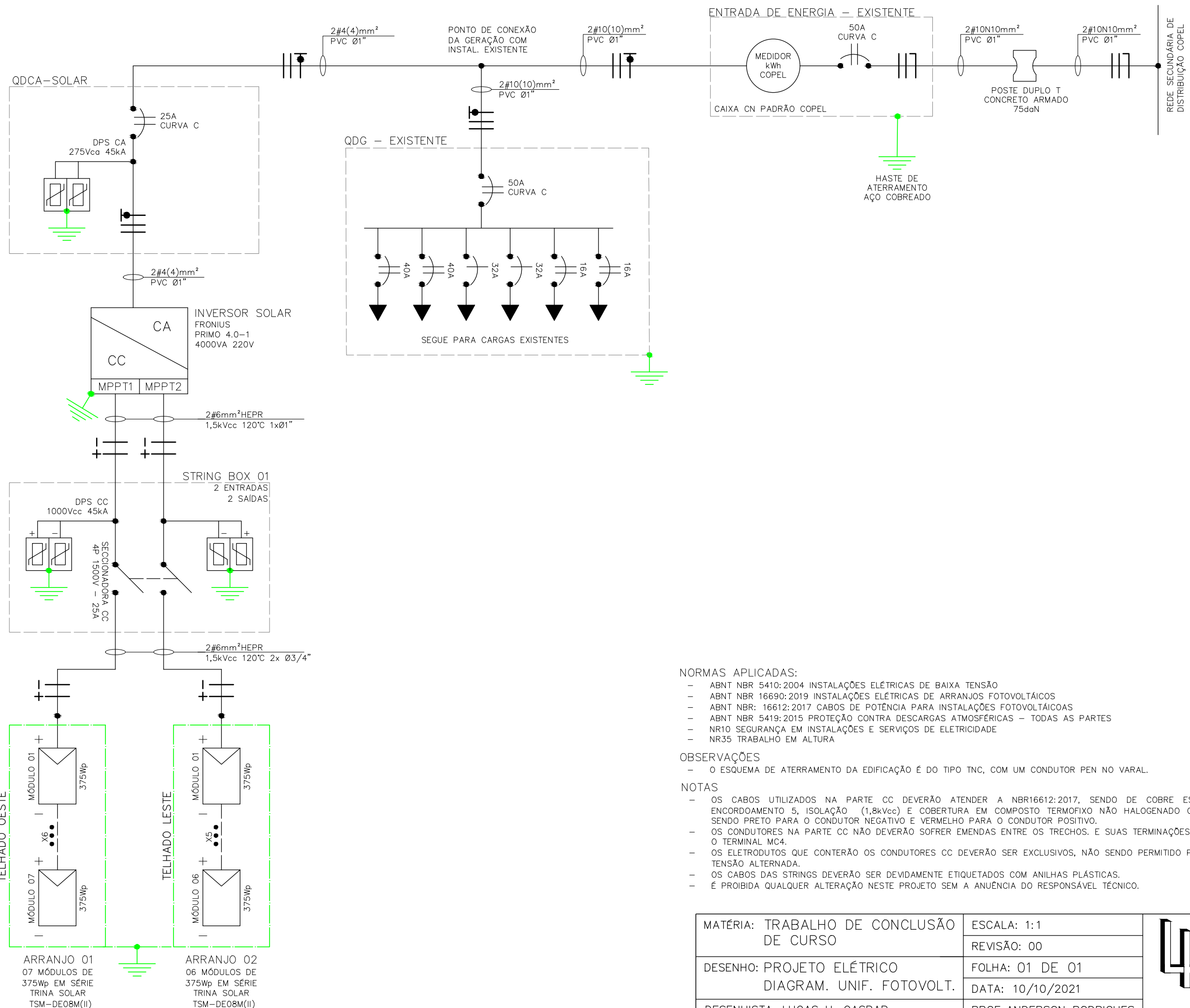


N°	LW	CLR
01	.10	Black
03	.10	Black
02	.15	Black
07	.15	Black
05	.20	Black
06	.30	Black
04	.35	Black
08	.05	Grey
10	.20	Red
30	.20	Yellow
90	.20	Green
170	.20	Blue
FOLHA A3		
297x420mm		

MATÉRIA: TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO	ESCALA: 1:1	 LUCAS H. GASPAR UNICESUMAR RA: 1724125-2 ENG. ELÉTRICA 5° ANO
DESENHO: PROJETO ELÉTRICO DIAGRAM. UNIFILAR EXIST.	REVISÃO: 00	
DESENHISTA: LUCAS H. GASPAR	FOLHA: 01 DE 01	
	DATA: 10/10/2021	
	PROF: ANDERSON RODRIGUES	

### **APÊNDICE 03 – DIAGRAMA UNIFILAR COM A IMPLANTAÇÃO DA MICROGERAÇÃO *ONGRID***

Foi esboçado o diagrama unifilar existente da residência considerando a implantação do sistema fotovoltaico proposto, os desenhos não possuem escala pois se tratam de um diagrama e estão desenhados em folha A3.



**NORMAS APLICADAS:**

- ABNT NBR 5410:2004 INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE BAIXA TENSÃO
- ABNT NBR 16690:2019 INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE ARRANJOS FOTOVOLTAICOS
- ABNT NBR: 16612:2017 CABOS DE POTÊNCIA PARA INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICOAS
- ABNT NBR 5419:2015 PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS - TODAS AS PARTES
- NR10 SEGURANÇA EM INSTALAÇÕES E SERVIÇOS DE ELETRICIDADE
- NR35 TRABALHO EM ALTURA

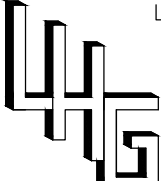
**OBSERVAÇÕES**

- O ESQUEMA DE ATERRAMENTO DA EDIFICAÇÃO É DO TIPO TNC, COM UM CONDUTOR PEN NO VARAL.

**NOTAS**

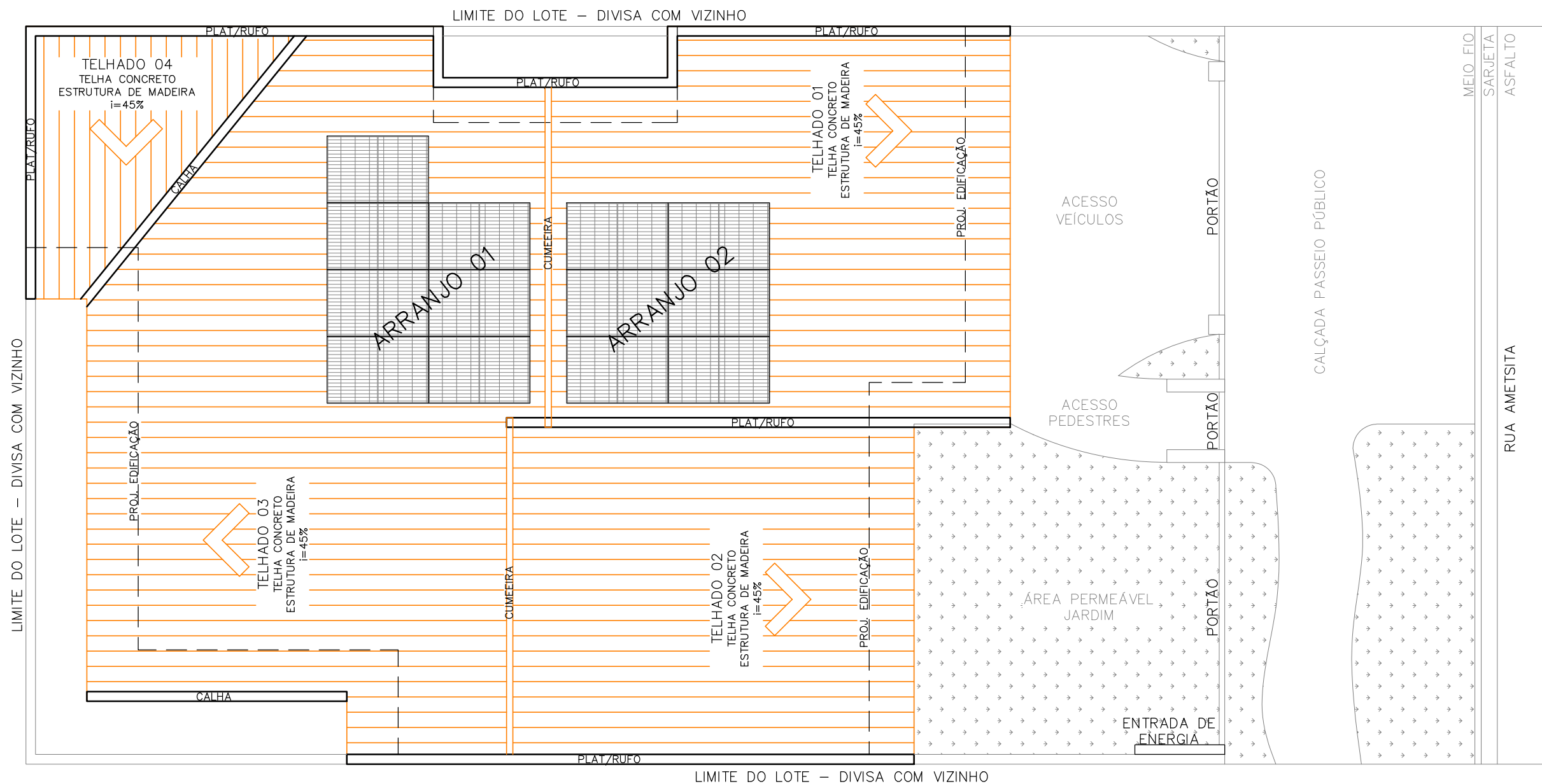
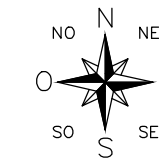
- OS CABOS UTILIZADOS NA PARTE CC DEVERÃO ATENDER A NBR16612:2017, SENDO DE COBRE ESTANHADO COM CLASSE DE ENCORDAMENTO 5, ISOLAÇÃO (1,8kVcc) E COBERTURA EM COMPOSTO TERMOFIXO NÃO HALOGENADO COM PROTEÇÃO A RAIOS UV. SENDO PRETO PARA O CONDUTOR NEGATIVO E VERMELHO PARA O CONDUTOR POSITIVO.
- OS CONDUTORES NA PARTE CC NÃO DEVERÃO SOFRER EMENDAS ENTRE OS TRECHOS. E SUAS TERMINAÇÕES DEVERÃO SERMPRE SER COM O TERMINAL MC4.
- OS ELETRODUTOS QUE CONTERÃO OS CONDUTORES CC DEVERÃO SER EXCLUSIVOS, NÃO SENDO PERMITIDO PASSAR DEMAIS CIRCUITOS EM TENSÃO ALTERNADA.
- OS CABOS DAS STRINGS DEVERÃO SER DEVIDAMENTE ETIQUETADOS COM ANILHAS PLÁSTICAS.
- É PROIBIDA QUALQUER ALTERAÇÃO NESTE PROJETO SEM A ANUÊNCIA DO RESPONSÁVEL TÉCNICO.

N°	LW	CLR
01	.10	Black
03	.10	Black
02	.15	Black
07	.15	Black
05	.20	Black
06	.30	Black
04	.35	Black
08	.05	Grey
10	.20	Red
30	.20	Yellow
90	.20	Green
170	.20	Blue
FOLHA A3		
297x420mm		

MATÉRIA: TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO	ESCALA: 1:1	 LUCAS H. GASPAR UNICESUMAR RA: 1724125-2 ENG. ELÉTRICA 5º ANO
DESENHO: PROJETO ELÉTRICO DIAGRAM. UNIF. FOTOVOLT.	REVISÃO: 00	
DESENHISTA: LUCAS H. GASPAR	FOLHA: 01 DE 01	
	DATA: 10/10/2021	
	PROF: ANDERSON RODRIGUES	

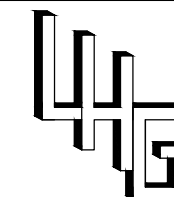
## **APÊNDICE 04 – PROJETOS DA IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA MICROGERADOR *ONGRID***

Foram desenvolvidos os projetos contendo a disposição dos arranjos implantados sobre as faces do telhado, disposição dos condutores de conexão elétrica entre os painéis dos arranjos, implantação do sistema sobre a planta baixa e detalhamentos, em escala variadas em folhas A3 e A4.



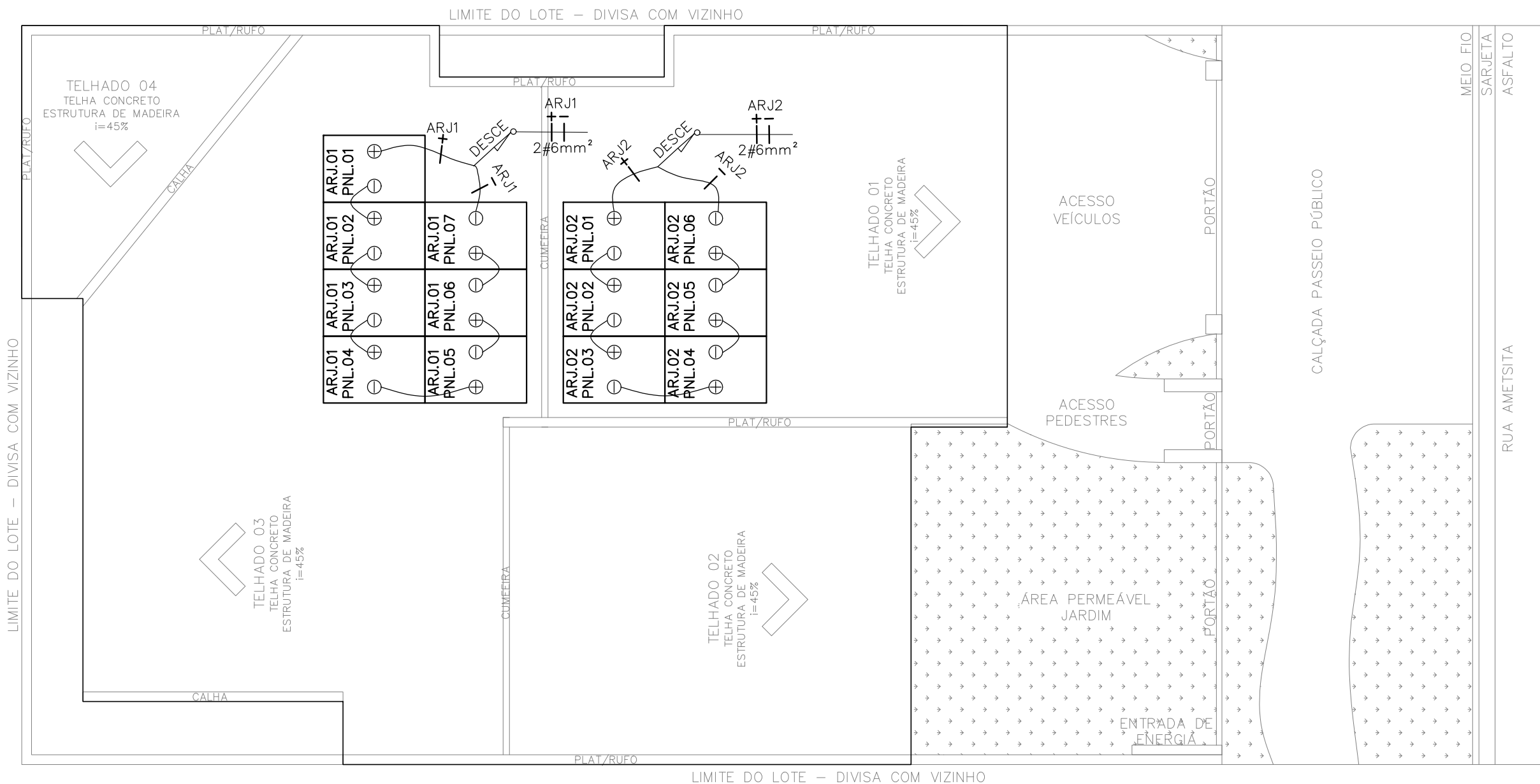
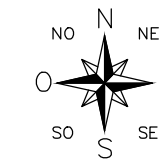
N°	LW	CLR
01	.10	Black
03	.10	Black
02	.15	Black
07	.15	Black
05	.20	Black
06	.30	Black
04	.35	Black
08	.05	Grey
10	.20	Red
30	.20	Yellow
90	.20	Green
170	.20	Blue
FOLHA A3		
297x420mm		

MATÉRIA: TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO	ESCALA: 1:75
DESENHO: PROJETO ELÉTRICO	REVISÃO: 00
VISTA SUPERIOR DO TELHADO	FOLHA: 01 DE 04
DESENHISTA: LUCAS H. GASPAR	DATA: 10/10/2021
	PROF: ANDERSON RODRIGUES



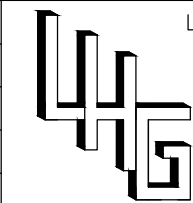
LUCAS H. GASPAR  
 UNICESUMAR  
 RA: 1724125-2  
 ENG. ELÉTRICA  
 5° ANO



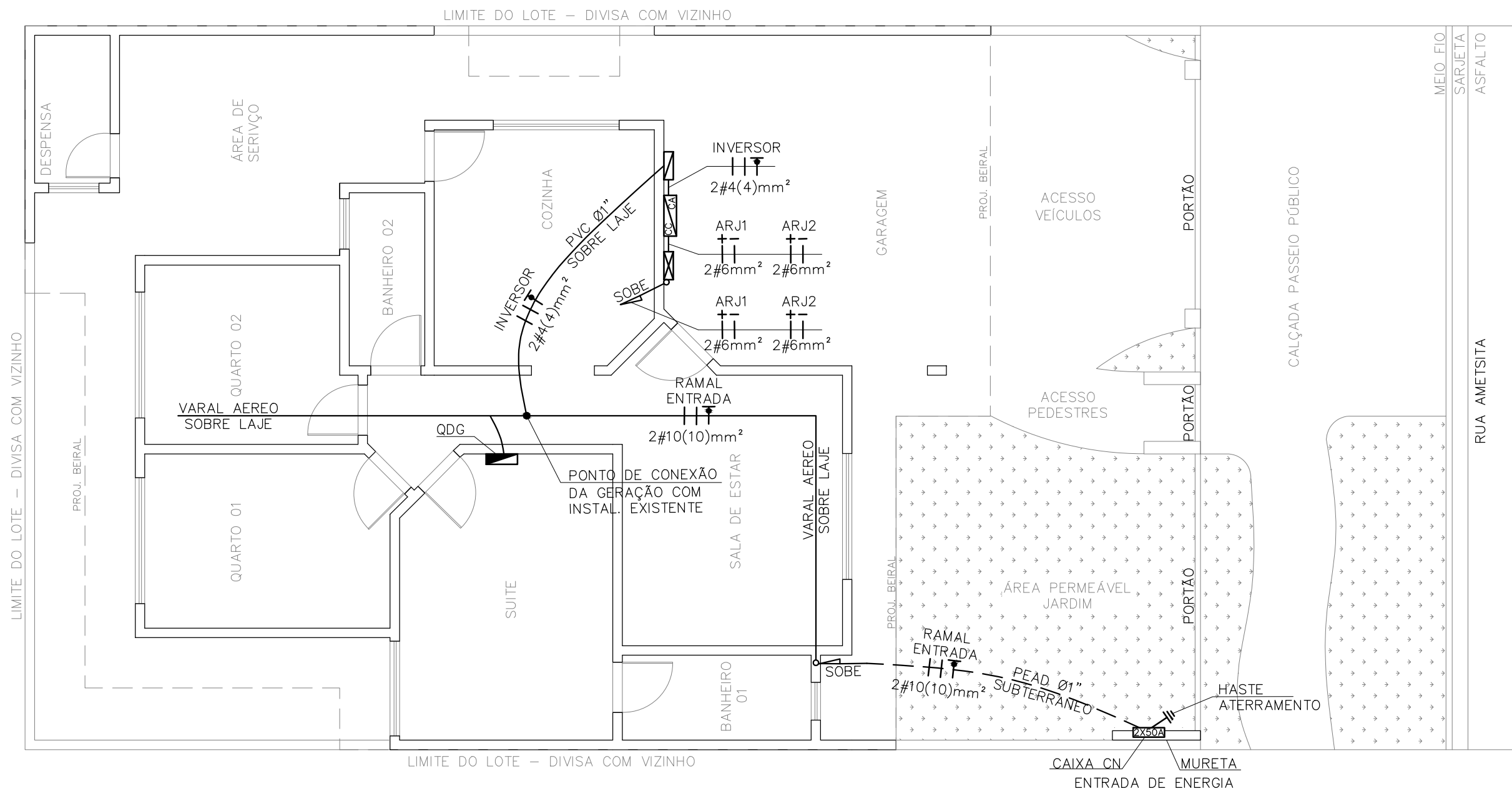
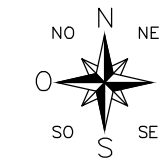


N°	LW	CLR
01	.10	Black
03	.10	Black
02	.15	Black
07	.15	Black
05	.20	Black
06	.30	Black
04	.35	Black
08	.05	Grey
10	.20	Red
30	.20	Yellow
90	.20	Green
170	.20	Blue
FOLHA A3		
297x420mm		

MATÉRIA: TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO	ESCALA: 1:75
DESENHO: PROJETO ELÉTRICO CONEXÃO DOS ARRANJOS	REVISÃO: 00
DESENHISTA: LUCAS H. GASPAR	FOLHA: 02 DE 04
	DATA: 10/10/2021
	PROF: ANDERSON RODRIGUES

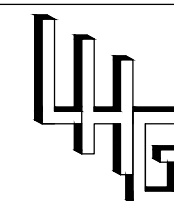


LUCAS H. GASPAR  
 UNICESUMAR  
 RA: 1724125-2  
 ENG. ELÉTRICA  
 5° ANO

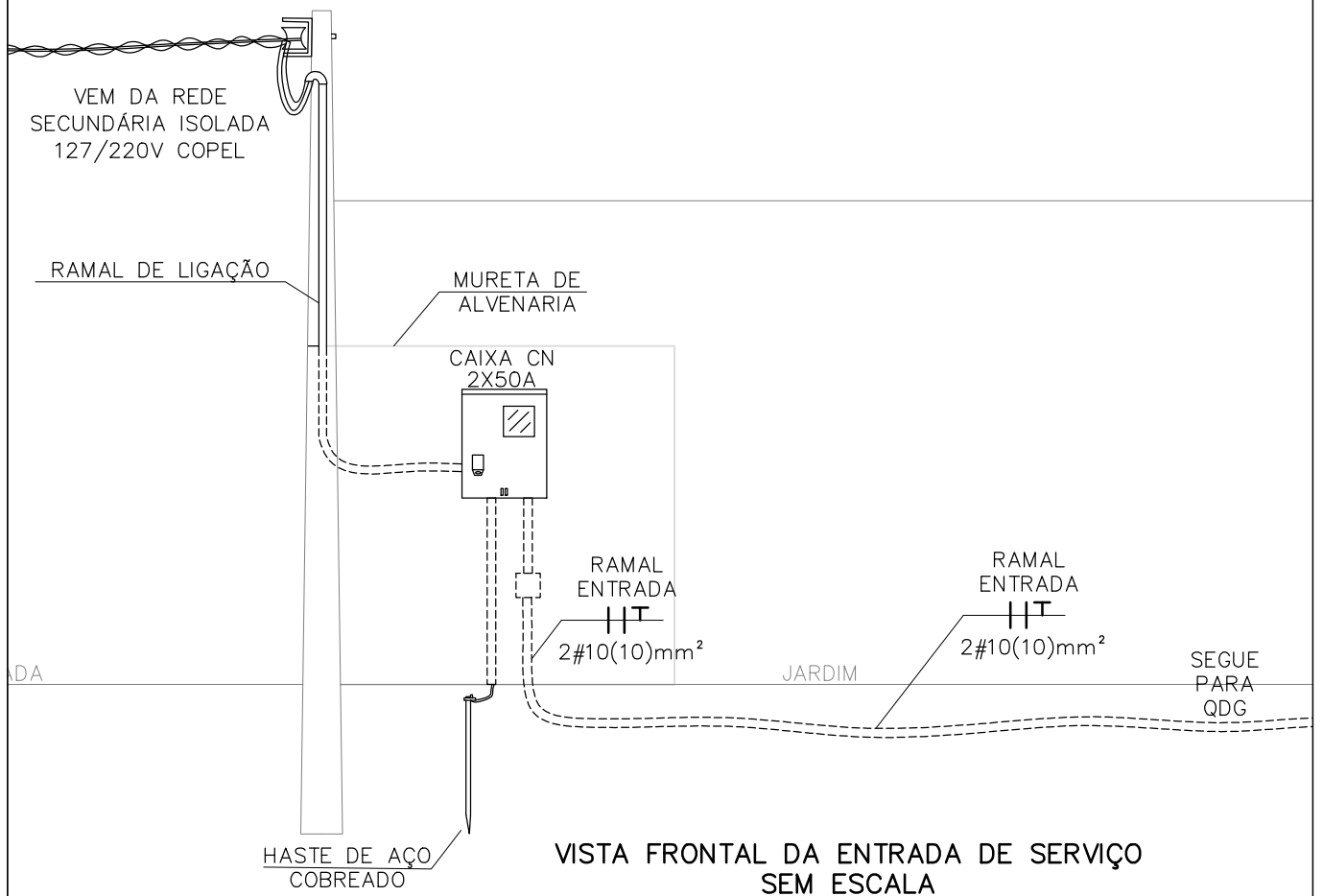
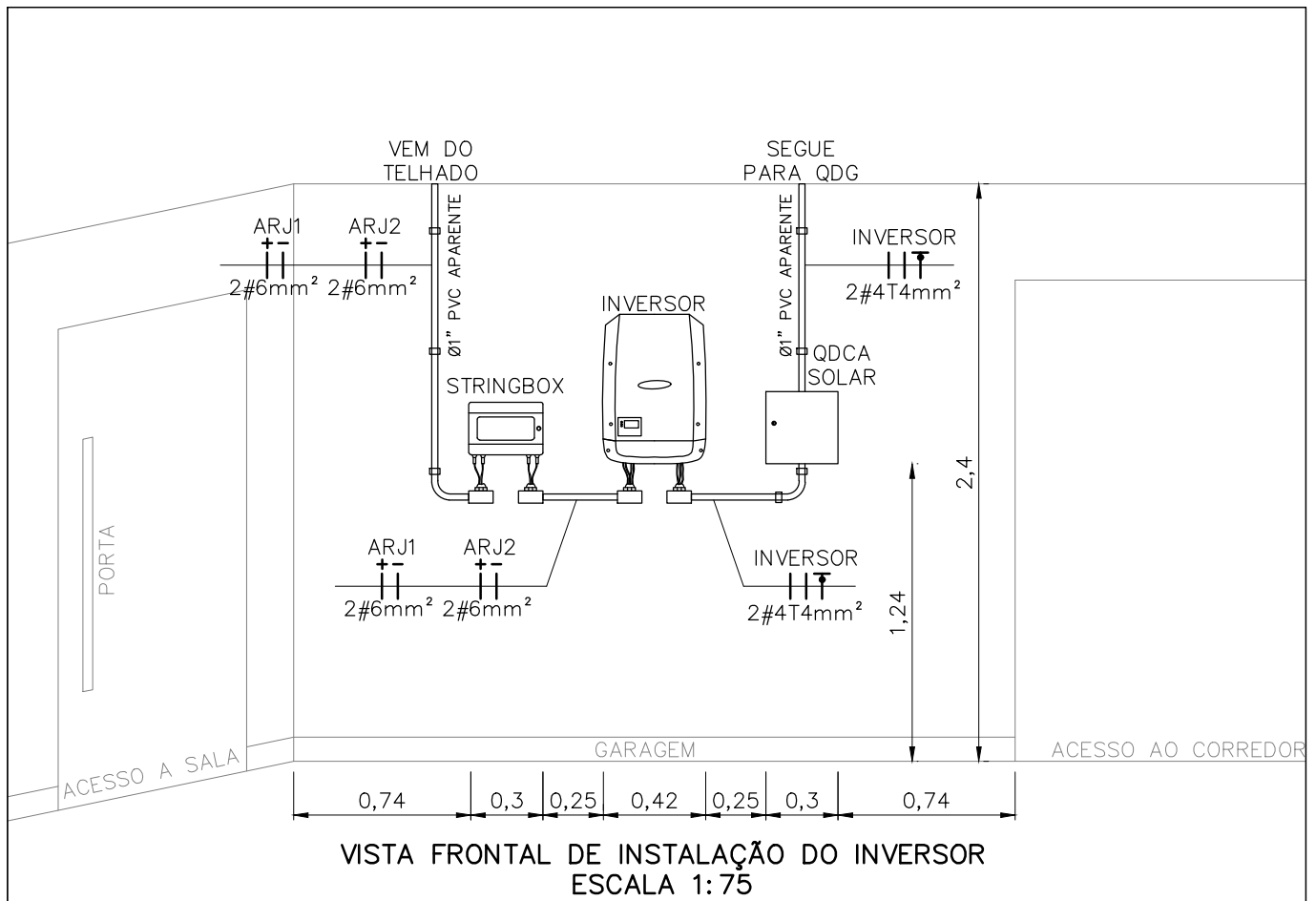


N°	LW	CLR
01	.10	Black
03	.10	Black
02	.15	Black
07	.15	Black
05	.20	Black
06	.30	Black
04	.35	Black
08	.05	Grey
10	.20	Red
30	.20	Yellow
90	.20	Green
170	.20	Blue
FOLHA A3		
297x420mm		

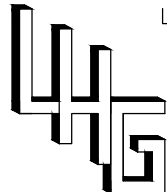
MATÉRIA: TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO	ESCALA: 1:75
DESENHO: PROJETO ELÉTRICO PLANTA BAIXA	REVISÃO: 00
DESENHISTA: LUCAS H. GASPAR	FOLHA: 03 DE 04
	DATA: 10/10/2021
	PROF: ANDERSON RODRIGUES



LUCAS H. GASPAR  
 UNICESUMAR  
 RA: 1724125-2  
 ENG. ELÉTRICA  
 5° ANO



N°	LW	CLR
01	.10	Black
03	.10	Black
02	.15	Black
07	.15	Black
05	.20	Black
06	.30	Black
04	.35	Black
08	.05	Grey
10	.20	Red
30	.20	Yellow
90	.20	Green
170	.20	Blue
FOLHA A4		
297x210mm		

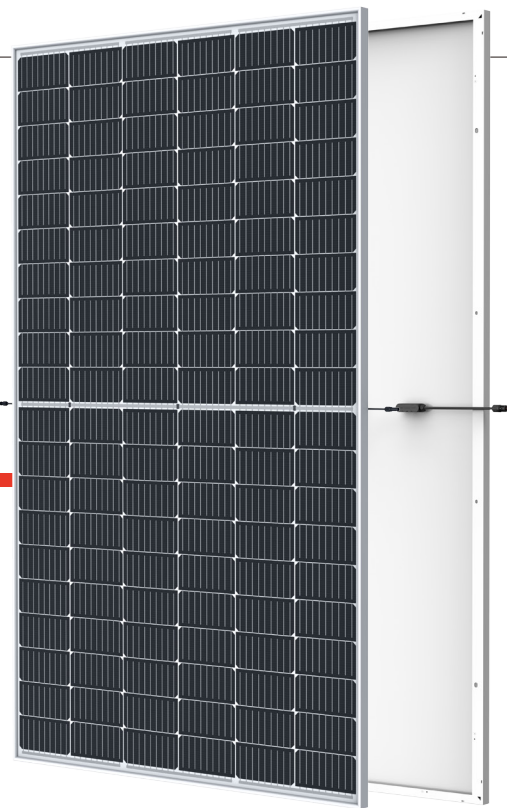
MATÉRIA: TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO	ESCALA: INDICADA	 LUCAS H. GASPAR UNICESUMAR RA: 1724125-2 ENG. ELÉTRICA 5° ANO
	REVISÃO: 00	
DESENHO: PROJETO ELÉTRICO DETALHAMENTO	FOLHA: 04 DE 04	
	DATA: 10/10/2021	
DESENHISTA: LUCAS H. GASPAR	PROF: ANDERSON RODRIGUES	

**ANEXO 01 – DATASHEET DO MÓDULO FOTOVOLTAICO SELECIONADO**

A seguir será apresentado na íntegra a folha de dados do módulo fotovoltaico da marca TrinaSolar, modelo Honey TSM-DE08M(II), com potência pico de 375W.



MÓDULO MONOCRISTALINO DE 120 CÉLULAS



**120 CÉLULAS**  
MONOCRISTALINAS

**360-380W**  
FAIXA DE POTÊNCIA

**20.7%**  
EFICIÊNCIA MÁXIMA

**0~+5W**  
TOLERÂNCIA DE POTÊNCIA POSITIVA

PRODUTOS | FAIXA DE POTÊNCIA  
TSM-DE08M(II) | 360-380W

Fundada em 1997, a Trina Solar é líder mundial no fornecimento de soluções para energia solar. Com presença local em todo o mundo, a Trina Solar é capaz de fornecer um serviço excepcional a cada cliente, em cada mercado e entregar produtos inovadores e confiáveis sendo uma marca forte e lucrativa. A Trina Solar agora distribui seus produtos PV para mais de 100 países em todo o mundo. Estamos comprometidos em construir colaborações estratégicas e mutuamente benéficas com instaladores, desenvolvedores, distribuidores e outros parceiros para que juntos possamos impulsionar a energia inteligente.

**CERTIFICAÇÕES INTERNACIONAIS DO PRODUTO**

IEC61215 / IEC61730 / IEC61701 / IEC62716 / UL1703

ISO 9001: Sistema de Gestão da Qualidade  
ISO 14001: Sistema de Gestão Ambiental  
ISO 14064: Verificação de Emissões de Gases de Efeito Estufa  
ISO 45001: Sistema de Gestão da Saúde e Segurança no Trabalho



**Alta Potencia**

- Até 380W de potência com 20.7% de eficiência utilizando células "half-cut" e a tecnologia MBB de interconexão, melhorando o retorno do seu investimento
- Menor resistência em série e excelente rendimento de coleta de corrente com a tecnologia MBB garantindo a alta potência



**Alta Confiabilidade**

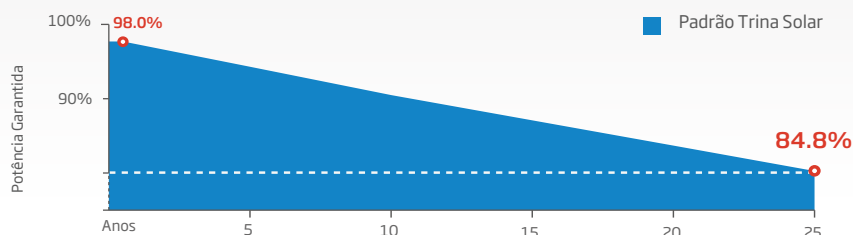
- Resistência PID garantida pelo rigoroso controle de qualidade Trina Solar
- Resistente à ambientes ácidos, salinos e com amônia
- Performance mecânica: +5400 Pa/-2400 Pa dependendo do modo de instalação

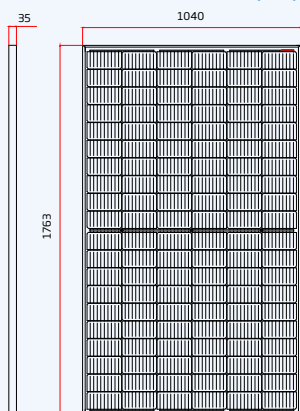


**Alta Geração de Energia**

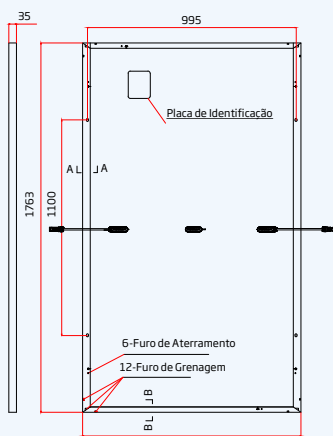
- Excelente IAM (modificador de ângulo de incidência) e ótimo desempenho a baixa irradiação, validado por certificadores internacionais
- O design exclusivo fornece produção otimizada de energia sob condições de sombreamento
- Baixo coeficiente de temperatura (-0,34%) e temperatura de operação

**GARANTIA DE PERFORMANCE**

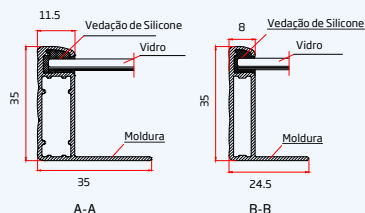
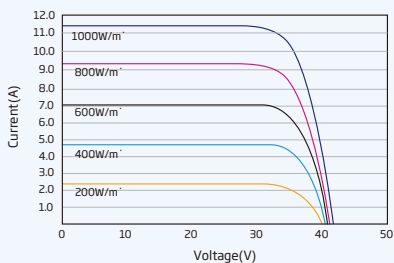
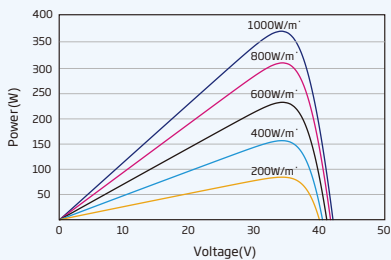


**DIMENSÕES DO MÓDULO PV (mm)**


Vista Frontal



Vista Traseira


**CURVAS I-V DO MÓDULO (370W)**

**CURVAS P-V DO MÓDULO (370W)**

**DADOS ELÉTRICOS (STC)**

Potência de Pico em Watts- $P_{MAX}$ (Wp) *	360	365	370	375	380
Tolerância de Potência- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5				
Tensão Máxima de Potência- $V_{MPP}$ (V)	33.6	33.9	34.2	34.4	34.7
Corrente de Potência Máxima- $I_{MPP}$ (A)	10.70	10.76	10.82	10.89	10.96
Tensão de Circuito Aberto- $V_{OC}$ (V)	40.7	41.0	41.3	41.6	41.9
Corrente de Curto-Circuito- $I_{SC}$ (A)	11.24	11.30	11.37	11.45	11.52
Eficiência de Módulo $\eta_m$ (%)	19.6	19.9	20.2	20.5	20.7

STC: Irradiância 1000W/m<sup>2</sup>, Temperatura da Célula 25°C, Massa de Ar AM1.5  
 \* Tolerância de medição: ± 3%.

**DADOS ELÉTRICOS (NOCT)**

Potência Máxima Watts- $P_{MAX}$ (Wp)	271	275	279	283	287
Tensão Máxima de Potência- $V_{MPP}$ (V)	31.5	31.8	32.0	32.2	32.5
Corrente de Potência Máxima- $I_{MPP}$ (A)	8.60	8.65	8.71	8.77	8.83
Tensão de Circuito Aberto- $V_{OC}$ (V)	38.3	38.6	38.9	39.2	39.4
Corrente de Curto-Circuito- $I_{SC}$ (A)	9.06	9.10	9.16	9.23	9.28

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

**DADOS MECÂNICOS**

Células Solares	Monocrystalinas
No Células	120 cells (6 x 20)
Dimensões do módulo	1763 × 1040 × 35 mm (69.41 × 40.94 × 1.38 polegadas)
Peso	20.0 kg (44.1 lb)
Vidro	3,2 mm (0,13 pol.), Alta Transmissão, Vidro Reforçado com Revestimento Térmico Anti Reflexo
Material Encapsulante	EVA
Backsheet	Branco
Molde	Liga de Alumínio Anodizado de 35 mm (1,38 polegadas)
Caixa de Derivação	IP 68
Cabos	Cabo de Tecnologia Fotovoltaica de 4,0 mm (0,006 polegadas), Retrato: N 280mm/P 280mm (11,02/11,02 polegadas) Paisagem: N 1200 mm/P 1200 mm (47,24/47,24 polegadas)
Conector	MC4 EVO2/TS4*

\*Consulte a folha de dados regional para obter o conector especificado

**COEFICIENTES DE TEMPERATURA**

NMOT (Temperatura Operacional do Módulo Nominal)	43°C (±2°C)
Coefficiente de Temperatura de $P_{max}$	- 0.34%/ °C
Coefficiente de Temperatura de $V_{oc}$	- 0.25%/ °C
Coefficiente de Temperatura do $I_{sc}$	0.04%/ °C

(Não conecte o Fusível na caixa de Fusíveis com dois ou mais fios em conexão paralela)

**LIMITES OPERACIONAIS**

Temperatura Operacional	-40~+85 °C
Tensão Máxima do Sistema	1500V DC (IEC)
Capacidade Máxima do Fusível	20A

**GARANTIA**

- 12 anos de Garantia do Produto
- 25 anos de Garantia de Entrega de Energia
- 2% de degradação do primeiro ano
- 0.55% atenuação anual de potência

(Favor consultar o documento de garantia para maiores detalhes)

**CONFIGURAÇÃO DE EMBALAGEM**

- Módulos por Pallet: 31 unidades
- Módulos por Container de 40': 806 unidades

**ANEXO 02 – DATASHEET DO INVERSON *ONGRID* SELECIONADO**

A seguir será apresentado na íntegra a folha de dados do inversor *ongrid* da marca Fronius, modelo Primo 4.0-1.

# FRONIUS PRIMO

/ O inversor comunicativo para gerenciamento de energia otimizada



/ Tecnologia SnapINverter



/ Interface WLAN



/ SuperFlex Design



/ Dynamic Peak Manager



/ Smart Grid Ready

/ O Fronius Primo com categorias de potência 3,0-8,2 kW completa perfeitamente a família SnapINverter. Este monofásico sem transformador é o inversor ideal para residências. Seu design inovador SuperFlex proporciona máxima flexibilidade na concepção do sistema, enquanto o sistema de montagem SnapINverter torna a instalação e manutenção mais fácil do que nunca. O pacote de comunicação padrão, inclui WLAN, gestão de energia, várias interfaces e muito mais, além disso, faz do Fronius Primo um inversor comunicativo aos usuários.

## DADOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

DADOS DE ENTRADA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. corrente de entrada (Idc max1 / Idc max2)			12.0 A / 12.0 A		
Max. conjunto corrente curto-circuito (MPP1 / MPP2)			18.0 A / 18.0 A		
Min. tensão de entrada (Udc min)			80 V		
Feed-in tensão de entrada (Udc start)			80 V		
Tensão nominal de entrada (Udc,r)			710 V		
Max. tensão de entrada (Udc max)			1,000 V		
Faixa de tensão MPP (Umpp min - Umpp max)		200 - 800 V		210 - 800 V	240 - 800 V
Numero de rastreadores MPP			2		
Numero de conexões CC			2 + 2		

DADOS DE SAÍDA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Tensão nominal de saída (Pac,r)	3,000 W	3,500 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W
Max.potência de saída	3,000 VA	3,500 VA	3,680 VA	4,000 VA	4,600 VA
Max. corrente de saída (Iac max)	13.0 A	15.2 A	16.0 A	17.4 A	20.0 A
Conexão a rede (faixa de tensão)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)				
Frequencia	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Distorção harmônica total	< 5 %				
Fator de potência (cos φac,r)	0.85 - 1 ind. / cap.				



## DADOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

DADOS GERAIS	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Dimensões (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm				
Peso	21.5 kg				
Grau de proteção	IP 65				
Classe de proteção	1				
Categoria de sobrecarga (CC/CA) <sup>1)</sup>	2 / 3				
Consumo noturno	< 1 W				
Design do inversor	Sem transformador				
Resfriamento	Refrigeração de ar comprimido				
Instalação	Montagem interna e externa				
Faixa de temperatura ambiente	-40 - +55 °C				
Umidade relativa permitida	0 - 100 %				
Max. altitude	4,000 m				
Tecnologia de conexão	2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC- parafusos terminais 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>				
Tecnologia de conexão rede	3-pin CA de parafusos terminais 2,5 a 16 mm <sup>2</sup> )				
Certificados	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, ABNT NR 16149				

EFICIÊNCIA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. eficiência	97.6 %	97.7 %	97.7 %	97.7 %	97.8 %
Eficiência Europeia (η <sub>EU</sub> )	96.1 %	96.8 %	96.8 %	97.0 %	97.0 %
η at 5 % P <sub>ac,r</sub> <sup>2)</sup>	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %
η at 10 % P <sub>ac,r</sub> <sup>2)</sup>	84.1 / 86.5 / 86.1 %	86.3 / 93.6 / 91.8 %	86.3 / 93.6 / 91.8 %	86.6 / 93.9 / 92.2 %	88.9 / 94.4 / 92.9 %
η at 20 % P <sub>ac,r</sub> <sup>2)</sup>	90.3 / 95.5 / 94.8 %	91.6 / 96.2 / 95.2 %	91.6 / 96.2 / 95.2 %	92.2 / 96.7 / 95.6 %	93.0 / 97.0 / 95.9 %
η at 25 % P <sub>ac,r</sub> <sup>2)</sup>	91.8 / 96.4 / 95.1 %	92.7 / 96.9 / 95.8 %	92.7 / 96.9 / 95.8 %	93.2 / 97.2 / 96.1 %	93.9 / 97.2 / 96.6 %
η at 30 % P <sub>ac,r</sub> <sup>2)</sup>	92.7 / 96.9 / 96.0 %	93.5 / 97.2 / 96.3 %	93.5 / 97.2 / 96.3 %	94.0 / 97.2 / 96.8 %	94.5 / 97.3 / 96.9 %
η at 50 % P <sub>ac,r</sub> <sup>2)</sup>	94.5 / 97.4 / 97.0 %	95.0 / 97.7 / 97.3 %	95.0 / 97.7 / 97.3 %	95.2 / 97.8 / 97.4 %	95.6 / 97.9 / 97.6 %
η at 75 % P <sub>ac,r</sub> <sup>2)</sup>	95.4 / 97.9 / 97.7 %	95.6 / 97.8 / 97.8 %	95.6 / 97.8 / 97.8 %	95.8 / 97.9 / 97.8 %	96.0 / 97.9 / 97.8 %
η bei 100 % P <sub>ac,r</sub> <sup>2)</sup>	95.7 / 97.9 / 97.8 %	95.8 / 98.0 / 97.8 %	95.8 / 98.0 / 97.8 %	95.9 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 97.9 / 98.0 %
MPP adaptação eficiente	> 99.9 %				

DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Medição de isolamento CC	Sim				
Comportamento de sobrecarga	Mudança do ponto de operação, limitação da produção				
Disjuntor CC	Sim				

INTERFACES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 entradas ou 4 digital in/out	Interface com receptor de telecomando				
USB (A socket)	Para entradas USB				
2 x RS422 (RJ45 socket) <sup>3)</sup>	Fronius Solar Net				
Saída de sinal <sup>3)</sup>	Gerenciamento de energia (saída de relé livre de potencial)				
Datalogger and Webserver	Integrado				
Entrada externa <sup>3)</sup>	Medidor de conexão S0 / Avaliação da proteção da sobretensão				
RS485	Modbus RTU SunSpec ou medidor de conexão				

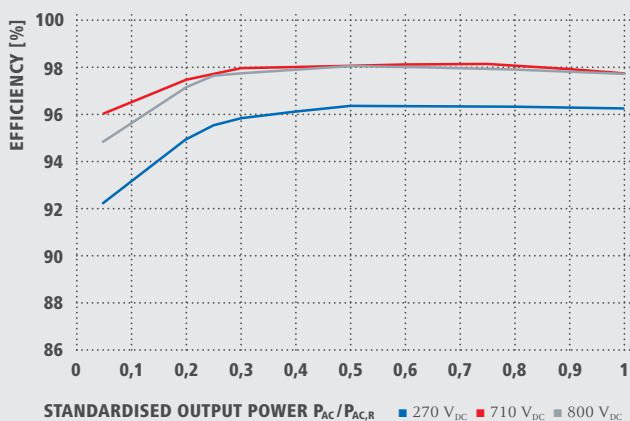
<sup>1)</sup>De acordo com IEC 62109-1.

<sup>2)</sup>E at U<sub>mpp</sub> min / U<sub>dc,r</sub> / U<sub>mpp</sub> max

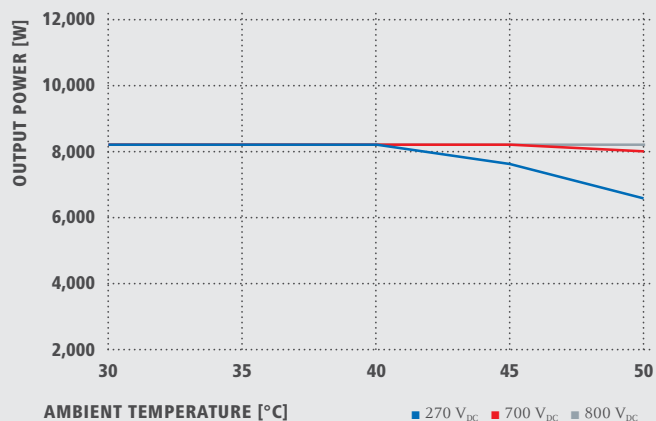
<sup>3)</sup> Também disponível na versão leve.

Sujeito a modificações

## FRONIUS PRIMO 8.2-1 CURVA DE EFICIÊNCIA



## FRONIUS PRIMO 8.2-1 REDUÇÃO DE TEMPERATURA



## DADOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (5.0-1, 5.0-1 AUS, 6.0-1, 8.2-1)

DADOS DE ENTRADA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Max. corrente de entrada (I <sub>dc</sub> max1 / I <sub>dc</sub> max2)	12,0 A / 12,0 A		18,0 A / 18,0 A	
Max. conjunto corrente curto circuito (MPP1 / MPP2)	18,0 A / 18,0 A		27,0 A / 27,0 A	
Min. tensão de entrada (U <sub>dc</sub> min)			80 V	
Feed-in tensão de entrada (U <sub>dc</sub> start)			80 V	
Tensão nominal de entrada (U <sub>dc,r</sub> )			710 V	
Max. tensão de entrada (U <sub>dc</sub> max)			1,000 V	
Faixa de tensão MPP (U <sub>mpp</sub> min - U <sub>mpp</sub> max)		240 - 800 V		270 - 800 V
Numero de rastreadores MPP			2	
Numero de conexões CC		2 + 2		

DADOS DE SAÍDA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Tensão nominal de saída (P <sub>ac,r</sub> )	5,000 W	4,600 W	6,000 W	8,200 W
Max.potência de saída	5,000 VA	5,000 VA	6,000 VA	8,200 VA
Max. corrente de saída (I <sub>ac</sub> max)	21,7 A	21,7 A	26,1 A	35,7 A
Conexão a rede (faixa de tensão)			1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)	
Frequência			50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Distorsão harmônica total			< 5 %	
Fator de potência (cos φ <sub>ac,r</sub> )			0,85 - 1 ind. / cap.	

DADOS GERAIS	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Dimensões (height x width x depth)			645 x 431 x 204 mm	
Peso			21,5 kg	
Grau de proteção			IP 65	
Classe de proteção			1	
Categoria de sobrecarga (CC/CA) <sup>1)</sup>			2 / 3	
Consumo noturno			< 1 W	
Design do inversor			Transformerless	
Resfriamento			Regulated air cooling	
Instalação			Indoor and outdoor installation	
Faixa de temperatura ambiente			-40 - +55 °C	
Umidade relativa permitida			0 - 100 %	
Max. altitude			4,000 m	
Tecnologia de conexão		2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC- parafusos terminais 2,5 - 16 mm <sup>2</sup>		
Tecnologia de conexão rede		3-pin CA de parafusos terminais 2,5 a 16 mm <sup>2</sup> )		
Certificados	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, ABNT NR 16149			

<sup>1)</sup>De acordo com IEC 62109-1. Sujeito a modificações

EFICIÊNCIA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Max. eficiência	97.8 %	97.8 %	97.8 %	97.8 %
Eficiência Europeia ( $\eta_{EU}$ )	97.1 %	97.1 %	97.3 %	97.5 %
$\eta$ at 5 % $P_{ac,r}^{1)}$	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	84.6 / 86.5 / 86.0 %	85.5 / 89.6 / 88.5 %
$\eta$ at 10 % $P_{ac,r}^{1)}$	89.6 / 94.8 / 93.1 %	89.6 / 94.8 / 93.1 %	90.5 / 95.5 / 94.6 %	92.2 / 96.0 / 94.8 %
$\eta$ at 20 % $P_{ac,r}^{1)}$	93.4 / 97.2 / 96.2 %	93.4 / 97.2 / 96.2 %	94.0 / 97.2 / 96.8 %	94.9 / 97.4 / 97.2 %
$\eta$ at 25 % $P_{ac,r}^{1)}$	94.1 / 97.3 / 96.8 %	94.1 / 97.3 / 96.8 %	94.7 / 97.4 / 97.0 %	95.5 / 97.7 / 97.6 %
$\eta$ at 30 % $P_{ac,r}^{1)}$	94.7 / 97.4 / 97.0 %	94.7 / 97.4 / 97.0 %	95.1 / 97.6 / 97.3 %	95.8 / 97.9 / 97.7 %
$\eta$ at 50 % $P_{ac,r}^{1)}$	95.8 / 97.9 / 97.7 %	95.8 / 97.9 / 97.7 %	96.0 / 97.9 / 97.8 %	96.3 / 98.0 / 98.0 %
$\eta$ at 75 % $P_{ac,r}^{1)}$	96.1 / 98.0 / 97.9 %	96.1 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 98.0 / 98.0 %	96.3 / 98.1 / 97.9 %
$\eta$ at 100 % $P_{ac,r}^{1)}$	96.2 / 97.9 / 97.9 %	96.2 / 97.9 / 97.9 %	96.2 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 97.7 / 97.7 %
MPP adaptação eficiente	> 99.9 %			

DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Medição de isolamento CC	Sim			
Comportamento de sobrecarga	Mudança do ponto de operação, limitação da produção			
Disjuntor CC	Sim			

INTERFACES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)			
6 entradas ou 4 digital in/out	Interface com receptor de telecomando			
USB (A socket)	Para entradas USB			
2 x RS422 (RJ45 socket) <sup>3)</sup>	Fronius Solar Net			
Saída de sinal <sup>3)</sup>	Gerenciamento de energia (saída de relé livre de potencial)			
Datalogger and Webservice	Integrado			
Entrada externa <sup>3)</sup>	Medidor de conexão S0 / Avaliação da proteção da sobretensão			
RS485	Modbus RTU SunSpec ou medidor de conexão			

<sup>1)</sup> E at  $U_{mpp\ min} / U_{dc,r} / U_{mpp\ max}$

<sup>2)</sup> Sujeito a modificações.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

## NÓS TEMOS TRÊS DIVISÕES E UMA PAIXÃO: SUPERAR OS LIMITES DO POSSÍVEL.

/ Seja na Tecnologia de soldagem, no fotovoltaico ou na tecnologia de carregadores de bateria, o nosso objetivo é claro: queremos ser líderes em inovação. Com aproximadamente 3.300 funcionários em todo o mundo, nós superamos os limites do que é possível, como prova disso temos mais de 900 patentes concedidas. Enquanto os outros se desenvolvem lentamente, nós ultrapassamos barreiras. Desde sempre. O uso responsável de nossos recursos é a base do nosso negócio.

Para obter mais informações sobre todos os produtos Fronius e nossos parceiros de distribuição e representantes, visite [www.fronius.com](http://www.fronius.com)

v05 May 2015 PB

**Filial AM**  
R. Armando Mendes, 33  
Armando Mendes  
CEP: 69089-321  
Manaus AM  
Cel +55 92 8249-1415

**Filial RS**  
R. Inspetor Valdemar F.  
Arruda, 309 -  
Cinqüentenário - Caxias do Sul  
CEP 95012-640 - RS  
Tel.: +55 54 8115-6257

**Filial SP Interior**  
R. Padre Francisco Van  
Der Maas, 12-25  
Jd. Contorno - Bauru  
CEP 17047-020  
Tel. +55 14 98111-6277

**Filial MG**  
Rua LL, 213  
Arvoredo  
Contagem - MG  
CEP. 323113-188  
Tel +55 31 3472-6000

**Filial PR**  
Rua John Lennon, 225  
Afonso Pena, São José dos  
Pinhais - PR  
CEP. 83050-380  
Tel +55 41 3283-6217

**Fronius do Brasil Comércio  
Indústria e Serviços Ltda**

Escritório central  
Av. Dr. Ulysses Guimarães, 3389  
Vila Nogueira, Diadema, SP  
CEP: 09990-080  
Telefone +55 11 3563-3800  
Fax +55 11 3563-3777  
[vendas.solar@fronius.com](mailto:vendas.solar@fronius.com)  
[www.fronius.com.br](http://www.fronius.com.br)