

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA – ÊNFASE EM SISTEMAS DE
ENERGIA E AUTOMAÇÃO

GUSTAVO DE BARROS ROSSI

**Projeto, implementação e validação de um sistema solar fotovoltaico
conectado à rede de distribuição de energia elétrica**

São Carlos

2017

GUSTAVO DE BARROS ROSSI

**Projeto, implementação e validação de um sistema solar fotovoltaico
conectado à rede de distribuição de energia elétrica**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Quadros Machado

São Carlos

2017

FICHA CATALOGRÁFICA

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

R832p Rossi, Gustavo de Barros
Projeto, implementação e validação de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica / Gustavo de Barros Rossi; orientador Ricardo Quadros Machado. São Carlos, 2017.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2017.

1. Energia solar. 2. Geração de energia. 3. Sistema fotovoltaico. 4. Resolução normativa 482/2012. 5. Resolução normativa 687/2015. 6. Sistema de compensação de energia. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Gustavo de Barros Rossi

Título: "Projeto, implementação e validação de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 02/06/2017,

com NOTA 9,0 (Nove, zero), pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Ricardo Quadros Machado - SEL/EESC/USP

Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - SEL/EESC/USP

Mestre Klebber de Araújo Ottoboni - Doutorando - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho a meu pai Valdenir Rossi que infelizmente nos deixou ao longo de minha graduação, no dia 07 de setembro de 2013. Homem de caráter, digno, honesto, de uma índole invejável, que além de ter me educado da melhor forma possível, era engenheiro eletricista e foi quem me inspirou a seguir a mesma carreira. Apesar de não poder estar presente para assistir minha apresentação, tenho certeza que, independente de onde esteja, está muito orgulhoso de mim. Saudades!

Dedico também ao meu irmão Gabriel de Barros Rossi (engenheiro civil), homem de uma força incomparável, e principalmente à minha mãe Márcia Cristina de Barros Rossi, uma mulher incrível que se demonstrou muito forte ao conseguir manter o emocional de seus filhos quando da perda de pai, e conseguiu fazer os dois terminarem o curso de engenharia. Muito obrigado por tudo, mãe.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos meus professores que me apoiaram ao longo de minha graduação, principalmente aos professores Ricardo Quadros Machado, que além de me apresentar os conceitos que me fizeram abrir uma empresa no ramo e decidir trabalhar com isso o resto da vida, me orientou quando da elaboração do trabalho; e ao professor José Carlos de Melo Vieira Júnior que, quando do falecimento de meu pai, me chamou para conversar em sua sala para saber como eu estava e para dizer que estava a disposição, mesmo eu não tendo perdido nenhuma prova ou trabalho da matéria que fazia com ele na época. Eternamente grato.

Agradeço imensamente aos meus grandes amigos Luís Adolfo Mazini Rodrigues, Matheus Secchi Ortiz e Alexandre Naressi que, além de terem me apoiado em todos os momentos difíceis ao longo de minha graduação, são meus sócios na empresa de energia renovável que abrimos em março de 2017.

RESUMO

ROSSI, G. B. **Título:** Projeto, implementação e validação de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica. 2017. 93 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

O presente trabalho tem como objetivo projetar um sistema fotovoltaico conectado à rede, para usufruto do sistema de compensação de energia, regulamentado pelas Resoluções Normativas 482/2012 e 687/2015, criadas pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Para tal, será feita uma análise na unidade consumidora que receberá o sistema (uma residência localizada no interior do estado de São Paulo), para averiguação de dados técnicos como inclinação de telhados, orientação dos mesmos e radiação solar na localidade. Com a ajuda do *software* Radiasol 2 (desenvolvido pelo LABSOL – Laboratório de Energia Solar da UFRGS), os dados de irradiância solar para plano horizontal serão corrigidos para o plano inclinado (telhado que receberá os módulos). Serão consideradas 10 tipos de perdas ao longo de todo o sistema, desde a entrada de luz no gerador fotovoltaico até o ponto de conexão com a rede elétrica de distribuição, possibilitando assim, chegar a uma estimativa de geração do sistema proposto. No projeto também foi feita uma estimativa de tempo de retorno do investimo, considerando a inflação energética média dos últimos 20 anos no Brasil, as taxas de inflação média e os todos os gastos necessários ao longo da vida útil do sistema. Após realizado todo o projeto, foram adquiridos todos os equipamentos e materiais necessários e a instalação foi realizada. O resultado foi um sistema de 3,15 kWp, composto por 10 módulos fotovoltaicos, suficientes para gerar aproximadamente 356 kWh de energia por mês. Serão apresentadas todas as metodologias e fotos da instalação e do sistema instalado.

Palavras-chave: Energia solar. Geração de energia. Sistema fotovoltaico. Resolução normativa 482/2012. Resolução normativa 687/2015. Sistema de compensação de energia.

ABSTRACT

ROSSI, G. B. **Title in english:** Project, implementation and validation of an on-grid photovoltaic system. 2017. 93 f. Completion of course work presented to the Electrical Engineering Department of São Carlos Engineering School. São Carlos: University of São Paulo, 2017.

The present work has the objective of designing a photovoltaic system connected to the grid, for the usufruct of the energy compensation system, regulated by Normative Resolutions 482/2012 and 687/2015, created by ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. To do so, an analysis will be made at the consumer unit that will receive the system (a residence located in the interior of the state of São Paulo), to ascertain technical data such as slope of roofs, orientation of the same and solar radiation in the locality. With the help of the software Radiasol 2 (developed by LABSOL - Solar Energy Laboratory of UFRGS), the solar irradiance data for the horizontal plane will be corrected for the inclined plane (roof that will receive the modules). It will be considered 10 types of losses throughout the system, from the light input in the photovoltaic generator to the point of connection with the electric distribution network, thus, to arrive at an estimate of generation of the proposed system. The project also estimated the time to return of the investment, considering the average energy inflation of the last 20 years in Brazil, the average inflation rates and all the necessary expenses over the life of the system. After completing the entire project, all necessary equipment and materials were purchased and the installation was carried out. The result was a 3.15 kWp system, consisting of 10 photovoltaic modules, sufficient to generate approximately 356 kWh of energy per month. All methodologies and photos of the installation and the installed system will be presented.

Keywords: Solar energy. Energy generation. Photovoltaic system. Normative resolution 482/2012. Normative resolution 687/2015. Energy compensation system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: emissões de gases de efeito estufa nos EUA por setor em 2015 ^[1]	23
Figura 2: esquema de captação de radiação solar por um módulo fotovoltaico ^[7]	30
Figura 3: exemplo de janela solar para uma localidade do hemisfério norte ^[8]	31
Figura 4: tela do software Radasol 2.	33
Figura 5: perfil da radiação solar em uma determinada área de 1 m ² localizada na superfície da Terra ao longo do dia ^[7]	34
Figura 6: imagem ilustrativa do módulo CS6U-315P do fabricante Canadian Solar ^[22]	36
Figura 7: perdas presentes em um sistema fotovoltaico ^[11]	37
Figura 8: características em STC dos módulos fotovoltaicos da linha CS6U do fabricante Canadian Solar.....	39
Figura 9: características de temperatura dos módulos da linha CS6U do fabricante Canadian Solar.....	40
Figura 10: tipos de estrutura de fixação: a – totalmente elevada (solo), b – laje ou telhado com espaço/inclinação (laje), c – com ventilação (telhado), d – sem ventilação (telhado) ^[13]	41
Figura 11: eficiência dos inversores do fabricante Fronius, linha Primo.	43
Figura 12: detalhamento da ligação elétrica do arranjo fotovoltaico.	48
Figura 13: modelo de inversor interativo selecionado para o projeto ^[23]	56
Figura 14: detalhamento multifilar elétrico do sistema fotovoltaico.....	66
Figura 15: planta de localização do arranjo fotovoltaico e do sistema de condicionamento de potência (inversor interativo) e proteção (stringbox).	68
Figura 16: detalhamento da montagem das estruturas de fixação.	70
Figura 17: vista da parede de fixação do inversor interativo e da stringbox.	72
Figura 18: água de telhado onde foram instalados os módulos fotovoltaicos.	81
Figura 19: estruturas de fixação e linhas de vida.....	82
Figura 20: içamento dos módulos fotovoltaicos.....	82
Figura 21: içamento dos módulos fotovoltaicos.....	83
Figura 22: arranjo fotovoltaico instalado.....	83
Figura 23: estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos.	84
Figura 24: conectores MC4 para interligação do arranjo fotovoltaico ao inversor.	84
Figura 25: montagem do sistema de condicionamento de potência e proteção.....	85
Figura 26: detalhamento das ligações de entrada e saída do inversor.	85
Figura 27: detalhamento da stringbox.	86
Figura 28: sistema de condicionamento de potência e proteção finalizados.	86
Figura 29: da esquerda para a direita, os envolvidos na instalação (Alexandre, Luís Adolfo, Matheus e Gustavo) e, na frente, a dona da unidade consumidora que recebeu o sistema (Márcia Rossi).	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: valores de irradiância solar corrigidos para a inclinação e orientação do telhado onde será instalado o arranjo fotovoltaico.	35
Tabela 2: diferenças de temperatura entre módulo e ambiente para cada tipo de estrutura de fixação ^[13]	41
Tabela 3: resultados dos cálculos de perdas por temperatura.	42
Tabela 4: consumo da UC dos 13 meses precedentes à execução do projeto.	45
Tabela 5: valores de custo de disponibilidade para cada tipo de ligação.	46
Tabela 6: principais características elétricas de entrada (CC) e saída (CA) do inversor interativo Fronius Primo 4.0-1.	55
Tabela 7: níveis de tolerância a surtos para equipamentos e instalações elétricas ^[20]	59
Tabela 8: quedas de tensão admissíveis por trecho para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.	62
Tabela 9: materiais elétricos necessários para instalação do sistema.	71
Tabela 10: orçamento total do projeto.	73
Tabela 11: instruções de manutenção preventiva de um sistema fotovoltaico conectado à rede.	74
Tabela 12: porcentagem de geração estimada para os módulos fotovoltaicos.	76
Tabela 13: resultados da análise de retorno sobre o investimento.	80

SUMÁRIO

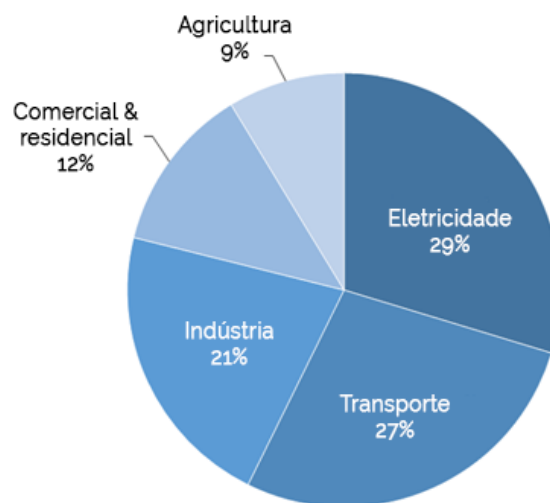
1. INTRODUÇÃO	23
1.1. Contexto e justificativa	23
1.2. Objetivos	25
1.3. Relevância do trabalho.....	25
2. DESENVOLVIMENTO	27
2.1. Metodologia	27
2.2. Embasamento regulatório	28
2.3. Tempo de retorno do investimento	29
2.4. Fatores que afetam a geração monetária	29
2.5. Geração estimada de energia	32
2.5.1. Modelo selecionado de módulo fotovoltaico	36
2.5.2. Inclusão de perdas	36
2.5.3. Cálculo do número de módulos	45
2.5.4. Arranjo fotovoltaico proposto	47
2.6. Condições de seleção do inversor interativo.....	49
2.6.1. Tensão de string.....	49
2.6.2. Corrente de string	52
2.6.3. Modelo selecionado.....	53
2.7. Condições de seleção dos dispositivos de proteção.....	57
2.7.1. Proteção em corrente contínua	57
2.7.2. Proteção em corrente alternada.....	60
2.8. Condições de seleção do cabeamento	62
2.8.1. Cabeamento CC.....	62
2.8.2. Cabeamento CA.....	63
2.8.3. Cabeamento de equipotencialização.....	64
2.9. Diagrama multifilar elétrico do SFCR projetado.....	65
2.10. Local de instalação dos equipamentos	67
2.10.1. Arranjo fotovoltaico	67
2.10.2. Inversor interativo e stringbox.....	71
2.11. Orçamento do projeto.....	73
2.12. Manutenção	74
3. RESULTADOS	75
3.1. Perda de capacidade de geração dos módulos	75
3.2. Preço da energia.....	76
3.2.1. Inflação energética.....	76
3.2.2. Alíquotas aplicadas.....	77
3.3. Custos ao longo da vida útil.....	78
3.4. Tempo de retorno do investimento	79
3.5. Instalação	81
4. CONCLUSÃO	89
5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91

1. INTRODUÇÃO

1.1. Contexto e justificativa

O planeta Terra vive um momento delicado quando se diz respeito à emissão de gases nocivos na atmosfera. O estudo feito por [1], representado na figura 1, mostra que das 6,587 trilhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente emitidos em 2015, 29% são devidos à produção de energia elétrica sendo, desses 29%, 67% provindos da queima de combustíveis fósseis. Além de ser a principal fonte de energética para a produção de eletricidade, os combustíveis fósseis também representam cerca de 90% dos combustíveis utilizados na área de transporte e são fortemente utilizados para produção de calor na indústria.

Figura 1: emissões de gases de efeito estufa nos EUA por setor em 2015^[1].



Mais do que nunca, a situação exige que a humanidade saia da zona de conforto e busque novas soluções energéticas, mais limpas e eficientes. Nesse contexto, surge uma oportunidade de crescimento das conhecidas “fontes renováveis de energia”, que não emitem gases nocivos quando da sua geração. As fontes renováveis de energia, segundo [2], são todos os tipos de forma de produção de energia (por exemplo, na forma de energia cinética ou potencial) em que suas fontes são capazes de manter-se disponíveis por um período de tempo muito longo, tornando-se praticamente inesgotáveis. Já existem tecnologias capazes de transformar vários tipos de fontes de energia (como o vento, o sol, o movimento das marés e a alta temperatura no subsolo) em energia elétrica. O crescimento desse setor nos últimos anos reduziu os custos dos

equipamentos relacionados à energia renovável, principalmente com relação à energia solar fotovoltaica. Essa redução no custo possibilitou uma maior disseminação da tecnologia, aflorando o conceito de geração distribuída.

Geração distribuída (abreviado a partir de agora por GD), segundo [3], é uma expressão utilizada para definir um sistema de geração de energia elétrica, localizado próximo ou no próprio local da unidade consumidora, independente da forma de geração, podendo ser desde sistemas fotovoltaicos (fonte renovável de energia) até geradores a diesel (fonte não-renovável).

Para incentivar a instalação de sistemas de geração distribuída no Brasil, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), no dia 17 de abril de 2012, publicou um documento que regulariza a conexão de usinas geradoras provenientes de fontes renováveis na rede de distribuição de energia elétrica de baixa e média tensão, possibilitando a troca de energia entre a concessionária de energia e o consumidor. O documento que regularizou essas trocas de energia foi a Resolução Normativa 482/2012 [4] (posteriormente atualizada para a Resolução Normativa 687/2015 [5]).

A escolha pela energia solar fotovoltaica como fonte de geração de energia para elaboração do presente projeto se deve ao fato de o Brasil, além de possuir uma grande extensão territorial, ser um país que possui uma localização privilegiada quando se diz respeito a esse tipo de geração de energia. Cerca de 92% do território brasileiro está localizado na zona intertropical, o que faz com que o país tenha uma altíssima média de irradiância solar. Do ponto de vista econômico, quanto maior a irradiância solar (juntamente com outros fatores que serão citados mais adiante), maior será a energia gerada por aquele sistema e, conseqüentemente, menor será o tempo de retorno do investimento feito para aquisição do sistema (pois cada kWh injetado na rede é compensado na fatura de energia ao final do mês [5]).

Apesar de exigir um investimento inicial relativamente alto, a tecnologia é robusta e sem partes móveis, o que proporciona uma durabilidade extremamente alta dos equipamentos com uma manutenção praticamente inexistente (que será detalhada mais adiante), resultando em uma vida-útil estimada de pelo menos 25 anos. A constante alta [25] nos preços da energia garantem gerações monetárias cada vez maiores e, com tempos de retorno de investimento entre 4 e 7 anos, os investimentos em sistemas solares fotovoltaicos estão se tornando cada vez mais atrativos no Brasil.

1.2. Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é mostrar que já é possível implementar um sistema solar fotovoltaico de geração de energia no Brasil com uma taxa de retorno sobre o investimento muito menor (cerca de 80% menor) do que a vida-útil do sistema. Além do projeto, também foi realizada a instalação do sistema, que aconteceu na cidade de Dracena/SP.

Além disso, quanto à parte social, vale a pena ressaltar o propósito do projeto que, diferentemente dos objetivos, vai um pouco além do que apenas provar que a instalação de um sistema solar fotovoltaico é um investimento rentável, com um bom tempo de retorno sobre o investimento. O propósito deste trabalho é disseminar o conhecimento sobre a tecnologia e mostrar para os leitores que é possível gerar sua própria energia em casa, com um sistema de geração limpo, sustentável, cuja fonte é praticamente inesgotável. Levando adiante essa ideia, pode ser que seja apenas questão de tempo até que o país chegue em um patamar onde não serão mais necessárias usinas termelétricas, que são as grandes vilãs das emissões de gases de efeito estufa.

1.3. Relevância do trabalho

Este trabalho será relevante para interessados em sistemas fotovoltaicos de geração de energia conectados à rede de distribuição, podendo ser usado tanto para estudo e pesquisa, quanto como referência para projetos futuros. Será detalhada toda a metodologia de projeto, todas as análises e cálculos realizados, assim como os *softwares* de apoio utilizados. O trabalho será focado em microgeração (sistemas com potência até 75 kWp [5]) porém, com alguns pequenos ajustes, poderá ser usado como uma boa referência para projetos de minigeração (sistemas com potência acima de 75 kWp).

2. DESENVOLVIMENTO

2.1. Metodologia

Antes de iniciar o projeto, foi feito um estudo da fatura de energia elétrica mais recente (abril de 2017) da unidade consumidora (abreviado a partir de agora por UC), a fim de descobrir qual seria o montante ideal de energia a ser gerado. Foi feita também uma visita técnica para levantar todos os detalhes da UC necessários para a boa elaboração do projeto, como: inclinação e orientação do telhado, área de telhado disponível para instalação dos módulos, possíveis sombreamentos (casas e prédios vizinhos, árvores e extensões da própria residência) e as condições das instalações elétricas do local (entrada de energia, cabeamento, circuitos e quadros de distribuição). Nessa etapa, também foi definido o tipo de estrutura de fixação dos módulos, que depende do tipo de telhado (nesse caso, telhas cerâmicas).

Com essas informações, foi possível fazer uma análise mais aprofundada do Sol como fonte de energia, ou seja, quais os níveis de irradiância solar média incidentes no local para cada mês do ano, ajustando os valores para a inclinação e orientação de telhado específicas da unidade consumidora (com a ajuda do *software* Radiasol 2 [6]). Nessa etapa, também foi estimada a geração de energia do arranjo fotovoltaico incluindo todas as perdas conhecidas, desde as perdas por aquecimento até as perdas inerentes ao processo de busca pelo ponto de máxima potência (totalizando 10 tipos de perdas), encontrando assim o fator de rendimento global.

Com os valores de fator de rendimento global e de irradiância média corrigida calculados, tornou-se possível encontrar a potência exata do sistema fotovoltaico conectado à rede (abreviado a partir de agora por SFCR), optar pelos equipamentos que serão utilizados e, assim, calcular o orçamento total do projeto. Como o sistema deve ter uma vida-útil de, no mínimo, 25 anos, na escolha dos equipamentos e materiais foi dada preferência pela qualidade do que pelo preço. Foi feita uma análise do histórico de inflação energética dos últimos anos a fim de determinar qual a inflação energética média no país e, com todas essas informações, foi feita uma análise do retorno sobre o investimento feito para instalação do sistema.

2.2. Embasamento regulatório

A concepção deste projeto atende à Resolução Normativa nº 687/2015 da ANEEL, que já abrange sua versão anterior, a Resolução Normativa nº 482/2012. A Resolução Normativa 482 implantou o “sistema de compensação de energia” que, inspirado no sistema americano chamado de *net metering*, estabelece que toda energia ativa injetada na rede pela micro ou miniusina geradora seja contabilizada como um “empréstimo gratuito” à concessionária e, ao final do mês, seja compensada na fatura de energia, subtraindo o valor referente a essa energia injetada; em outras palavras, o valor referente à energia injetada na rede é devolvido ao consumidor. Caso o montante gerado seja maior do que o montante consumido, o consumidor acumula créditos energéticos (a energia excedente não pode ser vendida, apenas compensada ou acumulada), que poderão ser compensados em qualquer unidade consumidora que esteja sob mesma titularidade da unidade geradora, desde que esteja localizada na mesma área de concessão da concessionária responsável, com prazo de validade de 60 meses [5].

O projeto atende a todas as normas nacionais exigidas e algumas internacionais referentes a SFCR (devido ao fato de ainda não existir uma norma brasileira para esse tipo de projeto), ao que dispõem as versões mais recentes das normas técnicas e as recomendações aprovadas. São elas:

- ND.10 – Fornecimento de energia elétrica em tensão secundária a edificações individuais (Elektro) [14];
- ND.16 – Postes e caixas para medição de energia elétrica de unidades consumidoras (Elektro) [15];
- ND.64 – Conexão entre microgeração e minigeração distribuída em baixa tensão e a rede de distribuição (Elektro) [16];
- PRODIST – Procedimentos de distribuição de energia elétrica [17];
- ABNT NBR 5410:2008 – Instalações elétricas em baixa tensão [18];
- ABNT NBR 5419:2015 – Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas [19];
- IEC 1010-1 – Safety Requirements for Electrical Equipment for Measurement, Control, and Laboratory Use [20];

- IEC 60364-7-712:2017 – Low voltage electrical installations – (Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems) [21].

2.3. Tempo de retorno do investimento

Antes de dar continuidade ao trabalho, cabe aqui a colocação de uma breve definição: tempo de retorno de investimento. Como um sistema fotovoltaico proporciona uma geração monetária ao longo de sua vida-útil, a aquisição do mesmo não é tratada como um gasto, mas sim como um investimento. Qualquer tipo de investimento exige um tempo para que o retorno financeiro proporcionado pela aquisição “pague” a quantia inicial investida – esse tempo é chamado de tempo de retorno do investimento.

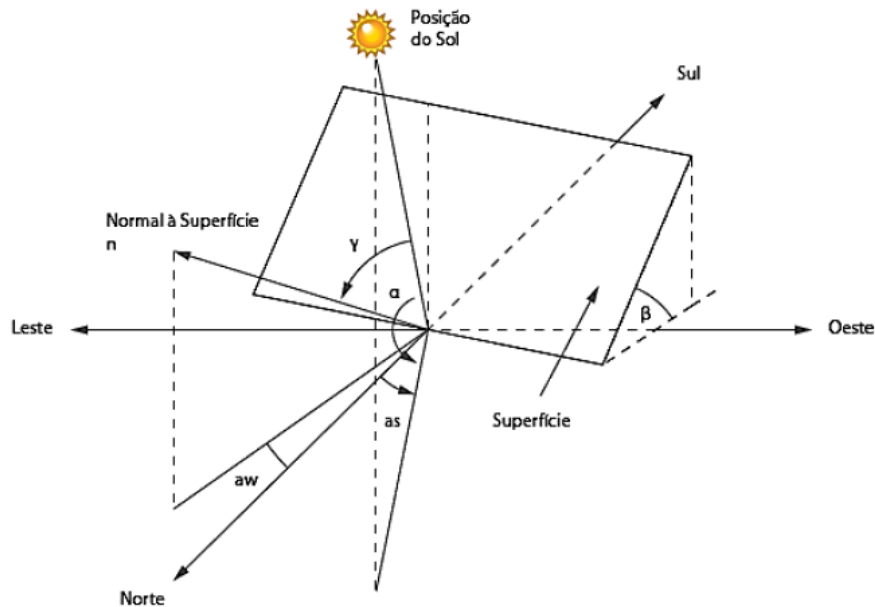
2.4. Fatores que afetam a geração monetária

Existem alguns fatores principais que afetam diretamente a geração de um SFCR, e consequentemente, o tempo de retorno do investimento. São eles:

- irradiância solar;
- inclinação dos módulos;
- orientação dos módulos; e
- preço da energia.

A **irradiância solar** de uma localidade depende basicamente de sua posição no globo terrestre e de fatores relacionados ao sombreamento, como níveis de poluição e frequência de chuvas. Quanto maior o sombreamento, menor será a geração do sistema.

Figura 2: esquema de captação de radiação solar por um módulo fotovoltaico^[7].



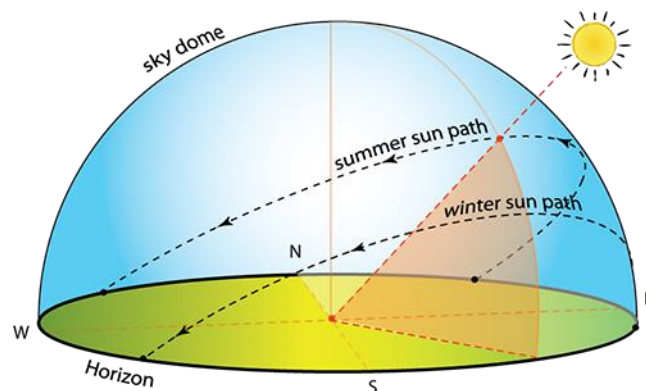
A **inclinação** ideal de um módulo é aquela que proporciona uma captação de radiação perpendicularmente à sua superfície pois, quanto menor o ângulo de incidência (com relação ao vetor normal à superfície do módulo), menor será a reflexão de radiação e maior será a captação; conseqüentemente, maior será a geração. A figura 2 apresenta o desenho de um módulo fotovoltaico posicionado para captação de radiação solar, onde:

- n – vetor normal à superfície do módulo;
- a_w – desvio azimutal da superfície (ângulo entre a reta normal à superfície e a direção norte-sul);
- a_s – desvio azimutal do sol (ângulo entre a projeção do raio solar no plano horizontal e a direção norte-sul);
- α – altura solar (ângulo entre o raio solar e sua projeção no plano horizontal);
- β – inclinação (ângulo entre o plano da superfície do coletor e o plano horizontal); e
- γ – ângulo de incidência (ângulo entre os raios solares e o vetor normal à superfície).

O caminho aparente percorrido pelo Sol no céu é de leste a oeste, todos os dias. Além disso, devido ao movimento de translação da Terra, ele também sofre alterações ao longo do

ano com relação à sua altura no céu (ângulo α), estando sempre mais alto no verão e mais baixo no inverno. A área percorrida no céu por esse caminho aparente do Sol durante o ano é chamada de janela solar. Apesar do Sol sofrer todas essas alterações de posição aparente, a janela solar é sempre a mesma para uma localidade fixa no globo terrestre e sempre estará apontada para a linha do Equador. Para a localidade da UC onde será instalado o SFCR, a janela está sempre orientada para o ponto cardeal norte, pois a unidade consumidora está localizada no hemisfério sul. Por esse motivo, a **orientação** ideal de um módulo para a localidade em questão é direcioná-lo para o ponto cardeal norte. Devido a essa variação de altura solar, a inclinação que maximizaria a geração seria a inclinação que apontasse o vetor normal à superfície do módulo exatamente para o meio da janela solar, igualando as captações nas alturas máximas (solstício de verão) e mínimas (solstício de inverno) do Sol no céu. A figura 3 representa um exemplo de janela solar para um módulo localizado no hemisfério norte (por exemplo, nos EUA).

Figura 3: exemplo de janela solar para uma localidade do hemisfério norte^[8].



O último fator é referente ao preço cobrado pela energia no local de instalação do SFCR. Como o sistema de compensação de energia funciona utilizando como moeda de troca a energia e não o dinheiro, quanto maior o preço da energia, maior será a geração monetária do sistema e, conseqüentemente, menor será o tempo de retorno do investimento feito para instalação do mesmo.

Diante desse cenário, para otimizar a geração de energia do sistema deve-se otimizar os fatores citados anteriormente nessa mesma seção. Como o preço da energia não é passível de ajustes que estejam ao alcance do consumidor e o telhado da residência já tem uma inclinação pré-definida, o único ajuste que pode ser otimizado é com relação à orientação dos módulos;

ou seja, resta apenas a verificação de qual telhado da UC está melhor orientado para captação da radiação solar.

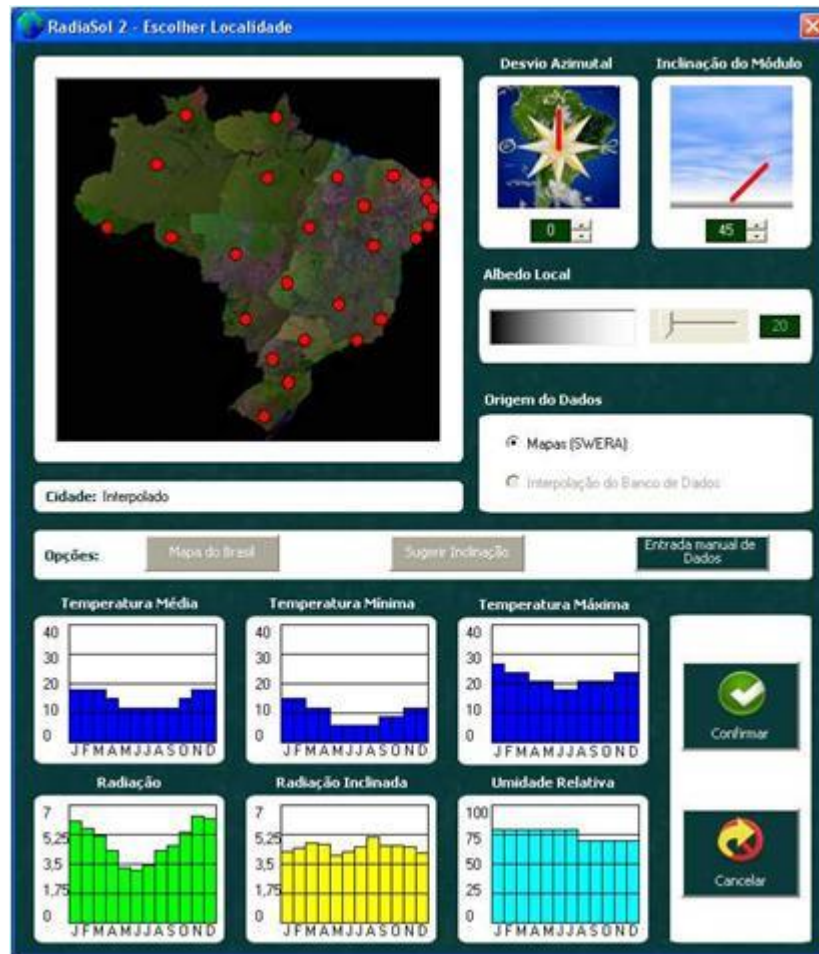
2.5. Geração estimada de energia

Antes de se iniciarem os cálculos do projeto, foi realizada uma visita técnica na UC, localizada na cidade de Dracena/SP, a fim de averiguar as condições que ditarão o tamanho do sistema a ser instalado. Na visita técnica, averiguou-se que existiam 2 possibilidades de telhado para instalação dos módulos fotovoltaicos. A medição do desvio azimutal e da inclinação foram feitas utilizando a bússola eletrônica e um inclinômetro de um *smartphone* do fabricante *Apple*, modelo *iPhone 5C* (que já faz a correção de norte magnético para norte verdadeiro). Os resultados encontrados foram:

- telhado 1, com desvio azimutal 15° e inclinação 17° ; e
- telhado 2, com desvio azimutal 285° e inclinação 17° .

Conclui-se que o telhado nomeado como “telhado 1” apresenta as melhores condições, pois apresenta um desvio azimutal mais próximo de zero; ou seja, o “telhado 1” está orientado mais ao norte do que o “telhado 2”. Feito isso, agora é o momento de encontrar os dados referentes à irradiância solar média para cada mês do ano, na localidade da UC.

Para o presente projeto, foi utilizada a plataforma *SWERA* (*Solar and Wind Energy Resource Assessment* [9]). Nessa plataforma, existem vários bancos de dados de irradiância solar para diferentes países e, no Brasil, o banco de dados existente é o Atlas Brasileiro de Energia Solar [10], produzido pelo INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais). Nesse banco de dados, foram disponibilizados valores de irradiância solar para superfícies perfeitamente horizontais; por esse motivo, antes de utilizar esses valores para cálculo da estimativa de geração, eles deverão passar por um ajuste específico para as condições do telhado onde serão instalados os módulos, ou seja: inclinação de 17° e desvio azimutal de 15° . Para tal ajuste, foi utilizado um *software* – chamado *Radiasol 2* – desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da UFRGS.

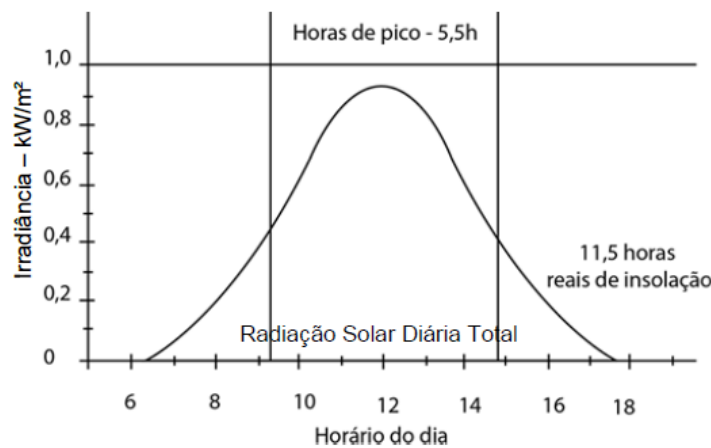
Figura 4: tela do *software* Radasol 2.

O *software* recebe como entrada os valores de irradiância solar para plano horizontal, a inclinação dos módulos com relação ao plano horizontal (nesse caso, a inclinação do telhado) e a orientação dos módulos (nesse caso, o desvio azimutal do telhado). Partindo desses valores o *software* realiza os ajustes necessários e entrega como saída os valores corrigidos de irradiância solar, mês-a-mês (de janeiro a dezembro, a fim de abranger todas as variações de altura solar ao longo do ano), para as exatas condições de inclinação e orientação do projeto. Encontrados os valores de irradiância solar corrigidos para o plano inclinado, é possível calcular o equivalente em “horas de sol-pico” (abreviado a partir de agora por HSP). Uma imagem da tela do *software* Radasol 2 é encontrada na figura 4.

A unidade da irradiância solar no sistema internacional de unidades é o W/m^2 ; porém, na indústria fotovoltaica, é muito utilizada a unidade $\text{kWh/m}^2.\text{dia}^{-1}$, para facilitar o cálculo do equivalente em HSP. Se for construído um gráfico de irradiância solar por tempo (ao longo de

1 dia), ele terá o formato de um sino, muito parecido com o gráfico da distribuição normal, conforme apresentado na figura 5.

Figura 5: perfil da radiação solar em uma determinada área de 1 m² localizada na superfície da Terra ao longo do dia^[7].



Todos os módulos fotovoltaicos do mercado são testados em condições padrões, chamada de STC (*Standart Test Conditions*), a partir dos quais são medidas todas as características elétricas dos mesmos. Essas condições são: temperatura de 25°C e irradiância de 1 kW/m² incidentes perpendicularmente ao módulo. Pode-se então utilizar esse valor padrão para “normalizar” a irradiância solar, encontrando assim o equivalente em HSP:

$$\frac{1 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}^{-1}}{1 \text{ kW/m}^2} = 1 \text{ h/dia} = 1 \text{ HSP} \quad (1)$$

O novo valor encontrado a partir da equação (1) é chamado de HSP e representa o equivalente fictício em horas, caso o módulo fosse exposto a uma irradiância de 1 kW/m². Em outras palavras, a irradiância captada pelos módulos fotovoltaicos ao longo das aproximadamente 11,5 horas que o Sol fica no céu (porém com variações ao longo das horas do dia), é exatamente a mesma quantidade de irradiância que seria captada caso os módulos fossem expostos a uma irradiância de 1 kW/m² incidentes perpendicularmente a eles durante as “t” HSP calculadas.

Os valores de irradiância solar para o plano horizontal na cidade de Dracena/SP, bem como os resultados obtidos a partir do *software* Radasol 2 estão apresentados na tabela 1. Nela,

encontramos os valores de irradiância solar corrigidas para a situação do telhado da residência onde serão instalados os módulos fotovoltaicos (inclinação de 17° e desvio azimutal de aproximadamente 15°) e o equivalente em HSP.

Tabela 1: valores de irradiância solar corrigidos para a inclinação e orientação do telhado onde será instalado o arranjo fotovoltaico.

Mês	Irradiância solar para plano horizontal (kWh/m².dia⁻¹)	Irradiância solar corrigida para plano inclinado (kWh/m².dia⁻¹)	HSP (h/dia)
Janeiro	6,62	6,26	6,26
Fevereiro	5,62	5,59	5,59
Março	5,12	5,36	5,36
Abril	5,58	6,22	6,22
Maio	4,23	4,98	4,98
Junho	3,99	4,84	4,84
Julho	3,75	4,46	4,46
Agosto	4,75	5,40	5,40
Setembro	5,41	5,85	5,85
Outubro	6,70	6,74	6,74
Novembro	6,90	6,58	6,58
Dezembro	6,28	5,88	5,88
Médias	5,4	5,7	5,7

Como a altura solar é mais baixa no inverno, a pequena inclinação de 17° graus causa um aumento na irradiância captada pelo módulo nesses meses mais frios, e uma pequena perda nos meses mais quentes.

Encontrados os valores de HSP equivalentes corrigidas para o plano inclinado para cada mês do ano, é possível calcular a quantidade de energia que cada módulo fotovoltaico gerará em cada mês e, assim, calcular a quantidade de módulos necessários para suprir toda a energia mensal média consumida pela residência. Porém, como ainda não foi contabilizado nenhum tipo de perda (que serão aplicados mais adiante), essa geração não é real, e é conhecida como “geração ideal”. A geração ideal acontece quando assume-se um rendimento de 100% do sistema na equação (2), o que é fisicamente irrealizável.

$$E = n \cdot P \cdot GPR \cdot t \cdot d \quad (2)$$

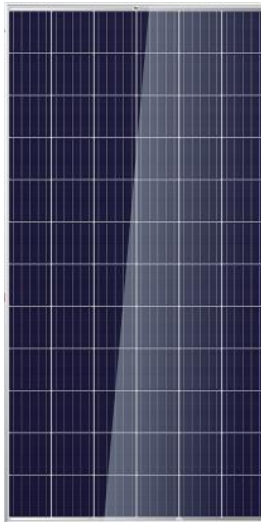
A geração real mensal de energia do sistema é então dada pela equação (2), onde:

- n – número de módulos do sistema;
- P – potência-pico dos módulos utilizados;
- GPR – rendimento global do sistema;
- t – HSP equivalentes corrigidas para o telhado;
- d – número de dias de cada mês.

2.5.1. Modelo selecionado de módulo fotovoltaico

Como para estimar a energia gerada é necessário conhecer a potência-pico dos módulos, nessa etapa foi realizada uma pesquisar de mercado para escolher a melhor opção de módulo fotovoltaico para a concepção do projeto. Na época do trabalho (abril de 2017), os módulos que apresentaram melhor custo-benefício foram os módulos do fabricante *Canadian Solar*, modelo CS6U-315P (apresentado na figura 6), de 72 células, dimensões de 2 x 1 metros e potência-pico de 315 Wp.

Figura 6: imagem ilustrativa do módulo CS6U-315P do fabricante *Canadian Solar*^[22].



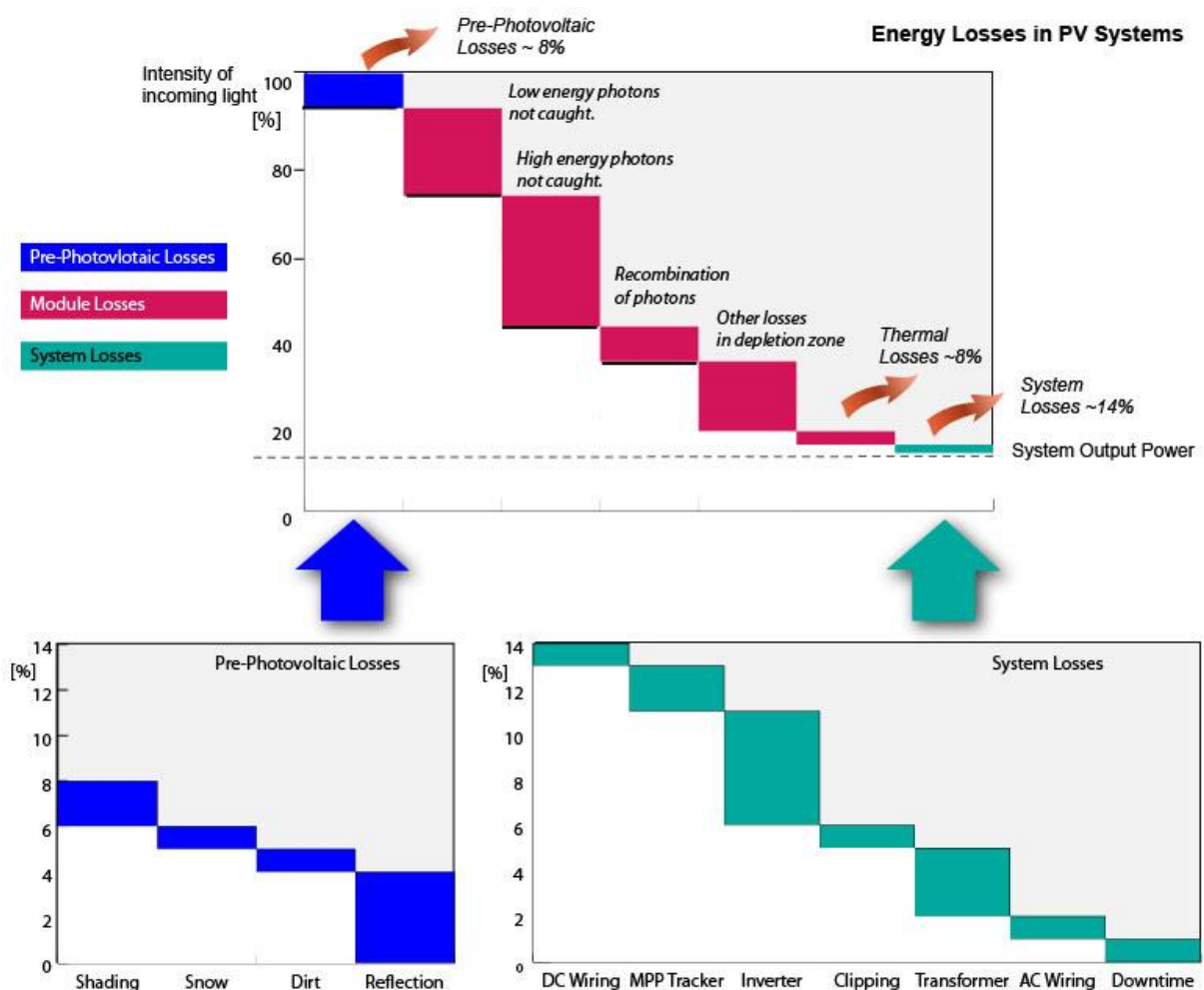
2.5.2. Inclusão de perdas

Para garantir que a estimativa de geração não gere frustração ao se comparar com os valores reais de geração, a maioria das perdas foram consideradas máximas (algumas até maiores do que os valores máximos recomendados pelas referências); assim, as chances de erro na estimativa diminuem.

Os índices de rendimento considerados, apresentados na figura 7, são internacionalmente aceitos e utilizados pelos maiores especialistas da área. Segundo [11], as perdas de um sistema fotovoltaico podem ser divididas em 3 etapas:

- antes dos módulos;
- dentro dos módulos; e
- depois dos módulos.

Figura 7: perdas presentes em um sistema fotovoltaico^[11].



2.5.2.1. Antes dos módulos

As perdas antes dos módulos se devem basicamente a intempéries do ambiente ao redor dos mesmos, registradas antes da entrada de luz nos módulos, e foram divididas em três etapas para este projeto: ângulo de incidência da radiação solar, sombreamento e sujeira. Não são

consideradas perdas pela deposição de neve, uma vez que nunca foi registrado esse tipo de intempérie natural na cidade de Dracena/SP.

As perdas referentes à **incidência de radiação** solar já foram consideradas quando da correção dos valores de irradiância pelo *software* Radiasol 2, e por isso não serão contabilizadas nessa etapa.

Os **sombreamentos** não permanentes causados por agentes transitórios como nuvens e fezes de pássaros sobre os módulos são um dos maiores causadores de perdas, pois o sombreamento de 1 único módulo afeta a geração de todos os outros que estejam conectados eletricamente em série. Os valores típicos de perdas usados são de 1% a 3%. Para garantir a segurança da estimativa, será considerada como 10% nesse projeto. O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{shad} = 0,9 \quad (3)$$

A formação de **sujeira** sobre os módulos diminui a entrada de luz nos mesmos, pois o vidro fica menos transparente. Por esse motivo, é fortemente recomendada uma limpeza periódica nos módulos fotovoltaicos, a fim de manter a geração sempre em seu nível mais eficiente. Os valores típicos são de 1% a 2%, e será considerada 5% para o presente projeto para garantir a confiabilidade da estimativa de geração. O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{dirt} = 0,95 \quad (4)$$

2.5.2.2. Dentro dos módulos

As perdas encontradas dentro dos módulos foram divididas em 3 etapas para este projeto: tolerância de potência, *mismatching* e temperatura. O restante das perdas dentro dos módulos citadas por [11] já são consideradas quando da medição das características em STC.

Todo módulo fotovoltaico apresenta em seu *datasheet* [22] uma faixa de valores denominada **tolerância de potência** (em inglês, *power tolerance*), como mostra a figura 8. Essa faixa de valores existe devido ao fato de nenhum módulo ser exatamente idêntico ao outro (apesar de apresentarem características elétricas muito semelhantes, a medição de potência em

2 módulos teoricamente iguais resultará em 2 resultados levemente distintos). Essas perdas são consideradas apenas se a faixa de valores de tolerância de potência for negativa.

Figura 8: características em STC dos módulos fotovoltaicos da linha CS6U do fabricante *Canadian Solar*.

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20 %	16.46 %	16.72 %	16.97 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

Como os módulos escolhidos para o projeto apresentam uma faixa de valores positiva de tolerância de potência, não serão consideradas perdas nessa etapa. O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{tol} = 1 \quad (5)$$

Devido ao fato de as características elétricas dos módulos fotovoltaicos não serem idênticas, quando são associados eletricamente em série ocorre um “nivelamento por baixo” (a corrente da *string* será ditada pela menor corrente gerada entre os módulos da mesma *string*). Esse nivelamento causa perdas de 1% a 2% e são chamadas de perdas por *mismatching*. Neste projeto, será utilizado o valor de 2%. O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{mis} = 0,98 \quad (6)$$

Os módulos fotovoltaicos apresentam perdas com o aumento da **temperatura**, que podem chegar a valores próximos de 20% dependendo das temperaturas da localidade e do tipo de estrutura de fixação utilizada (que pode facilitar ou não o resfriamento com vento). Devido

à sazonalidade desse fator, as perdas por temperatura serão calculadas mês-a-mês (não com um fator único para todos os meses) e o valor utilizado para projeto será a média dos resultados.

Analisando o *datasheet* do módulo escolhido, encontram-se as características de temperatura da potência-pico, tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito, como mostra a figura 9.

Figura 9: características de temperatura dos módulos da linha CS6U do fabricante *Canadian Solar*.

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

Esses dados informam que, a cada 1°C acima da temperatura padrão de teste (25°C), a potência-pico (P_{max}) apresenta uma queda de 0,41%, a tensão em circuito aberto (V_{oc}) uma queda de 0,31% e a corrente de curto-circuito (I_{sc}) um ganho de 0,053% dos seus valores em STC. Como não foram disponibilizadas informações para a tensão em máxima potência, será utilizado o maior coeficiente de todos, ou seja:

$$^{\circ}C_{V_{mp}} = -0,41\%/^{\circ}C$$

Para obter uma melhor estimativa, foi utilizado o banco de dados do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) de médias de temperaturas máximas [12] para cada mês do ano. Como no banco de dados não existem valores para a cidade de Dracena/SP, foram utilizados os valores máximos registrados ($T_{max,reg}$) na cidade mais próxima – Presidente Prudente/SP – que fica a aproximadamente 100 km do local de instalação. Os valores estão apresentados na tabela 3 mais adiante.

Como já mencionado nesta mesma seção, o tipo de estrutura também interfere diretamente na temperatura de operação de um arranjo fotovoltaico, pois ela pode facilitar a ventilação dos módulos (em estruturas suspensas) ou não (em estruturas fixadas em telhado). Os valores típicos de diferença de temperatura [13] entre os módulos e o ambiente ao seu redor (ΔT), para cada tipo de estrutura, são os apresentados na figura 10 e tabela 2.

Figura 10: tipos de estrutura de fixação: a – totalmente elevada (solo), b – laje ou telhado com espaço/inclinação (laje), c – com ventilação (telhado), d – sem ventilação (telhado)^[13].

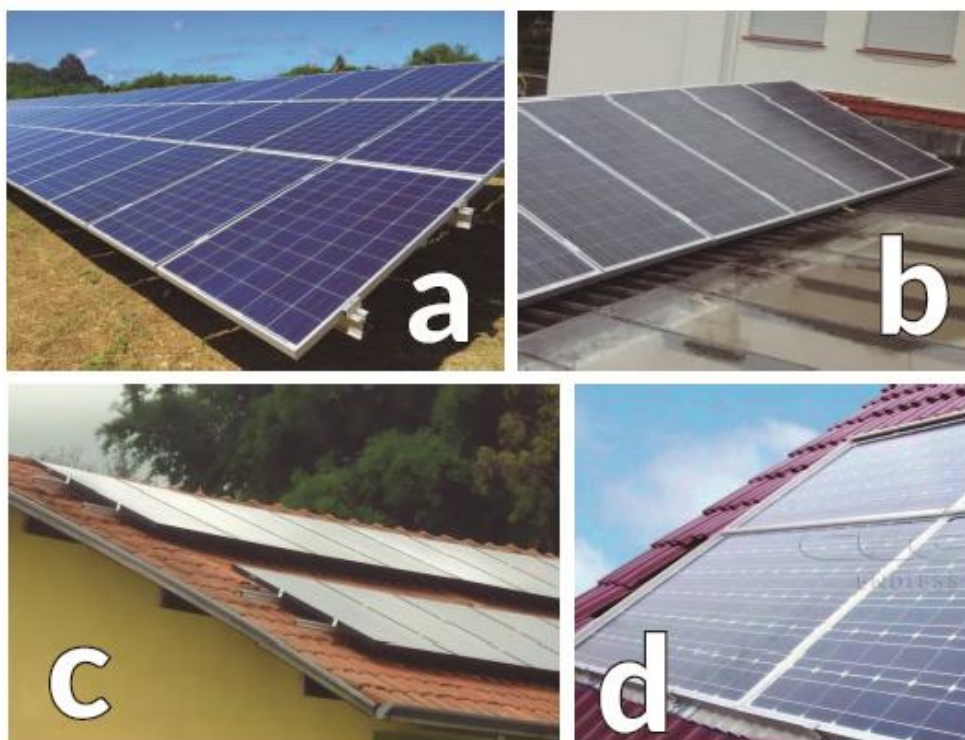


Tabela 2: diferenças de temperatura entre módulo e ambiente para cada tipo de estrutura de fixação^[13].

Código da imagem	Tipo de estrutura	ΔT (°C)
a	Totalmente elevada	22
b	Laje ou telhado (com espaço/inclinação)	28
c	Laje ou telhado (com ventilação)	29
d	Laje ou telhado (sem ventilação)	32

Como a estrutura utilizada será do tipo “c”, os módulos operarão em temperaturas aproximadamente 29°C maiores do que a temperatura do ambiente. O cálculo da temperatura média de operação em cada mês é dado pela soma desse valor de diferença de temperatura com os valores de temperatura máxima de cada mês (recolhidos do INMET), ou seja:

$$T_{oper} = T_{max,reg} + 29^{\circ}C \quad (7)$$

Os resultados estão apresentados na tabela 3. Com essas informações torna-se possível calcular quantos graus Celsius acima dos 25°C (temperatura de medição dos valores em STC)

estão operando os módulos fotovoltaicos e, com essa diferença, calcular os valores médios de perda por temperatura e o rendimento em cada mês.

Tabela 3: resultados dos cálculos de perdas por temperatura.

Mês	Temperatura máxima (°C)	Temperatura de operação (°C)	Temperatura de cálculo (°C)	Perda (%)	Rendimento (%)
Janeiro	30,8	59,8	34,8	14,3	85,7
Fevereiro	31,2	60,2	35,2	14,4	85,6
Março	31,0	60,0	35,0	14,4	85,7
Abril	29,5	58,5	33,5	13,7	86,3
Maio	26,9	55,9	30,9	12,7	87,3
Junho	25,7	54,7	29,7	12,2	87,8
Julho	26,1	55,1	30,1	12,3	87,7
Agosto	28,1	57,1	32,1	13,2	86,8
Setembro	28,8	57,8	32,8	13,4	86,6
Outubro	29,6	58,6	33,6	13,8	86,2
Novembro	29,8	58,8	33,8	13,9	86,1
Dezembro	30,2	59,2	34,2	14,0	86,0
Médias	29,0	58,0	33,0	13,5	86,5

O coeficiente de rendimento médio utilizado será:

$$\overline{\eta_{temp}} = 0,865 \quad (8)$$

2.5.2.3. Depois dos módulos

Por último, as perdas elétricas encontradas depois dos módulos fotovoltaicos podem ser divididas em 4 etapas: cabeamento CC, algoritmo SPMP (seguidor do ponto de máxima potência), inversor interativo e cabeamento CA.

As perdas no **cabeamento CC** acontecem por efeito Joule (perdas por aquecimento), devido à resistência que existe à passagem de corrente nos cabos. Valores típicos utilizados ficam entre 0,5% e 1%, e o valor adotado para o projeto foi 1%. O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{dc} = 0,99 \quad (9)$$

O **algoritmo SPMP** roda em janelas de aproximadamente 15 minutos, o que faz com que o sistema não esteja aproveitando a máxima potência incidente nos módulos nesse intervalo entre uma iteração e outra. Essas perdas são contabilizadas entre 1% e 2%. O valor utilizado para o presente projeto será 2%. O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{mppt} = 0,98 \quad (10)$$

Nessa etapa, ainda não havia sido selecionado o **inversor iterativo**, equipamento que faz a conversão de corrente contínua para corrente alternada. Porém, analisando a figura 11 que mostra os valores de eficiência encontrados no *datasheet* [23] dos inversores da linha Primo do fabricante *Fronius*, nota-se que a menor eficiência que poderia ser atingida gira em torno dos 95%; caso, após a seleção do inversor, seja notada uma discrepância com relação a esse valor, basta refazer o cálculo do GPR (pela equação (13) que será mostrada mais adiante) alterando apenas o valor do rendimento do inversor.

Figura 11: eficiência dos inversores do fabricante Fronius, linha Primo.

EFFICIENCY	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. efficiency	97.9 %	98.0 %	98.0 %	98.0 %	98.0 %
European efficiency (η_{EU})	96.1 %	96.8 %	96.8 %	97.0 %	97.0 %
η at 5 % $P_{ac,r}^{(2)}$	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 % $P_{ac,r}^{(2)}$	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 % $P_{ac,r}^{(2)}$	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 % $P_{ac,r}^{(2)}$	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 % $P_{ac,r}^{(2)}$	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 % $P_{ac,r}^{(2)}$	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 % $P_{ac,r}^{(2)}$	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 % $P_{ac,r}^{(2)}$	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 adaptation efficiency	> 99.9 %				

Além disso, alguns inversores já incluem nesse valor de rendimento as perdas do SPMP; porém, neste projeto serão contabilizadas as duas separadamente para aumentar a confiabilidade da estimativa. O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{inv} = 0,95 \quad (11)$$

Assim como no cabeamento CC, existem perdas por efeito Joule no **cabeamento CA**. Os valores típicos são exatamente os mesmo do cabeamento CC, e o valor utilizado nesse projeto será 1%. O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{ac} = 0,99 \quad (12)$$

Como não será necessário **transformador** para ligação do sistema fotovoltaico à rede de distribuição, não serão contabilizadas as possíveis perdas neste equipamento.

Graças ao fato de existirem perdas no sistema, é comum projetistas sobredimensionarem a potência de entrada do inversor com relação à potência de saída para reduzir custos (pois reduziria o tamanho do inversor) e para aumentar a eficiência do inversor nos momentos de menor irradiância (pois a eficiência cai com a queda da potência de entrada). Esse sobredimensionamento pode causar uma limitação da potência de saída do inversor em momentos de alta irradiância, devido ao fato de a potência máxima de saída ser menor do que a potência de entrada. Essa perda de conversão de energia que acontece devido à limitação da saída é chamada de **clipping**, e não será considerada nesse projeto pois a potência de entrada do inversor será dimensionada de tal forma que seja menor do que a potência máxima de saída.

As perdas por **downtime** são causadas pela pausa na operação dos geradores para manutenção, que não serão consideradas nesse projeto devido à baixa necessidade de manutenção deste tipo de sistema.

2.5.2.4. Rendimento global

O rendimento global (GPR – *global performance ratio*) é calculado multiplicando-se todos os coeficientes de rendimento já calculados:

$$GPR = \eta_{shad} \cdot \eta_{dirt} \cdot \eta_{tol} \cdot \eta_{mis} \cdot \overline{\eta_{temp}} \cdot \eta_{dc} \cdot \eta_{mppt} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{ac} \quad (13)$$

$$= 0,9 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 0,98 \cdot 0,865 \cdot 0,99 \cdot 0,98 \cdot 0,95 \cdot 0,99 = 0,661$$

$$GPR = 66,1\%$$

Com o rendimento global calculado, é possível estimar a energia que será gerada pelo sistema fotovoltaico. Realizando os cálculos de (2) para $n = 1$ (geração de apenas 1 módulo fotovoltaico) e $d = 30$ (aproximadamente 30 dias por mês) encontra-se:

$$E_{mod} = 1 \cdot 0,315 \text{ kW} \cdot 0,661 \cdot 5,7 \text{ h/dia} \cdot 30 \text{ dias/mês} = 35,60 \text{ kWh/mês}$$

Isso quer dizer que, considerando todas as perdas, a energia mensal gerada por 1 módulo fotovoltaico será, em média, 35,60 kWh.

2.5.3. Cálculo do número de módulos

Analisando uma fatura de energia da UC de abril de 2017, encontram-se os valores de consumo da mesma nos últimos 13 meses (de abril/2016 a abril/2017), apresentados na tabela 4.

Tabela 4: consumo da UC dos 13 meses precedentes à execução do projeto.

Mês	Consumo (kWh)
Abril/16	390
Maio/16	430
Junho/16	360
Julho/16	320
Agosto/16	320
Setembro/16	320
Outubro/16	330
Novembro/16	450
Dezembro/16	500
Janeiro/17	420
Fevereiro/17	420
Março/17	620
Abril/17	420
Média	407,7

Calculando a média aritmética desses 13 meses, encontra-se o consumo médio mensal da UC:

$$\bar{C} = 407,7 \text{ kWh/mês}$$

Segundo a Resolução Normativa 414/2010 [24], todo consumidor de energia do grupo B (inclusive os que geram a própria energia), ou seja, alimentado em baixa tensão, é obrigado a pagar pelo chamado “custo de disponibilidade”, que é o custo que o consumidor tem para

manter seu ponto de energia funcionando. Esse valor deve ser pago mesmo que o consumo seja nulo ao longo de todo o mês. Os valores dependem do tipo de ligação:

Tabela 5: valores de custo de disponibilidade para cada tipo de ligação.

Tipo de ligação	Custo de disponibilidade (kWh)
Monofásica	30
Bifásica	50
Trifásica	100

Como a UC que receberá o projeto tem ligação trifásica, o custo de disponibilidade a ser pago é:

$$CD = 100 \text{ kWh}$$

Como o custo de disponibilidade não pode ser compensado pela energia gerada, o cenário ideal, considerando a média de consumo calculada, é que a quantidade de energia gerada seja exatamente igual a:

$$\begin{aligned} E_{gen} &= \bar{C} - CD \\ &= 407,7 - 100 = 307,7 \text{ kWh/mês} \end{aligned} \tag{14}$$

A Resolução Normativa 687/2015 permite que os créditos excedentes sejam acumulados e possam ser gastos em até 60 meses. Porém, as concessionárias consideram como excedente apenas o que é gerado além do consumo, e não o que é gerado além do consumo subtraindo o custo de disponibilidade; ou seja, tomando esse caso como exemplo, se o sistema consumir e gerar os exatos 407,7 kWh, só serão compensados na conta de luz 307,7 kWh, e os 100 kWh restantes serão “perdidos” (na verdade serão doados à concessionária), e não acumulados em forma de crédito energético. Nesse caso, para haver acúmulo de créditos, a geração deveria ser acima de 407,7 kWh.

Sabendo que cada módulo fotovoltaico, nas condições reais de operação, gera aproximadamente 35,60 kWh/mês, então o número de módulos necessários para suprir toda a energia E_{gen} é:

$$n > \frac{E_{gen}}{E_{mod}} \quad (15)$$

$$\therefore n > \frac{307,7}{35,60} \quad \therefore n > 8,64 \text{ módulos}$$

Portanto, o número mínimo de módulos para suprir a energia E_{gen} com folga é 9 módulos. Como a dona da residência que receberá o sistema informou que o consumo provavelmente aumentaria devido a uma reforma na cozinha (com a instalação de mais 1 ar-condicionado e 1 forno elétrico), o projeto será feito com 10 módulos, resultando em uma estimativa de geração mensal de:

$$E_{system} = n \cdot E_{mod} \quad (16)$$

$$= 10 \cdot 35,60 \text{ kWh/mês} = 356,0 \text{ kWh/mês}$$

2.5.4. Arranjo fotovoltaico proposto

O arranjo fotovoltaico proposto então será composto por 10 módulos, todos interligados eletricamente em série (para elevar a tensão da *string*, aumentando a eficiência do inversor), como apresentado na figura 12. Além disso, todos os módulos (juntamente com as estruturas de fixação) foram interligados entre si por um cabo de equipotencialização aterrado com haste de aterramento própria (exigido pela concessionária de energia).

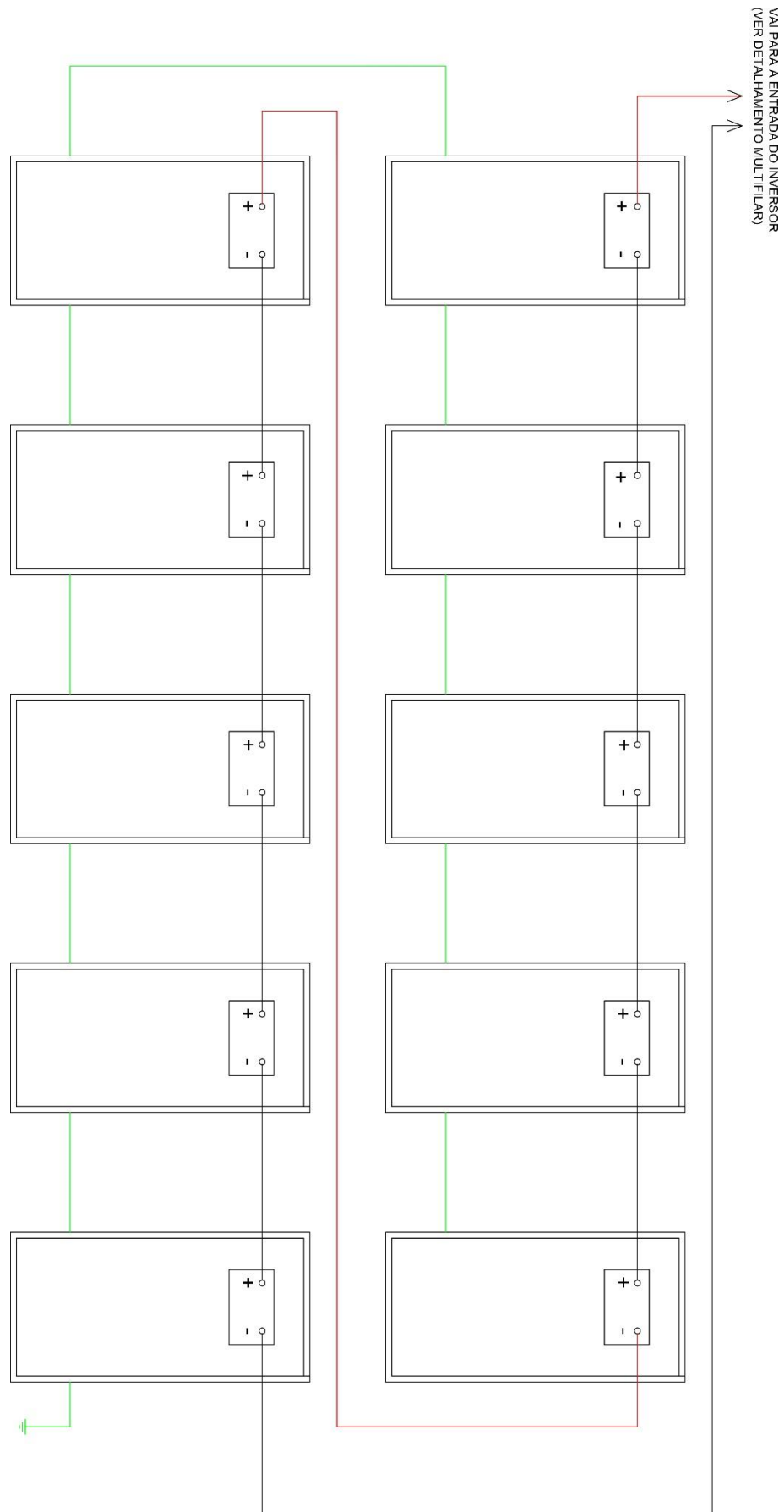


Figura 12: detalhamento da ligação elétrica do arranjo fotovoltaico.

2.6. Condições de seleção do inversor interativo

O sistema será composto por 10 módulos com potência de 0,315 kWp cada, ou seja, o arranjo fotovoltaico terá uma potência-pico de 3,15 kWp. Como todos os módulos fotovoltaicos serão instalados sobre o mesmo telhado (ou seja, mesma inclinação e mesma orientação), a variação de irradiância solar será exatamente a mesma para todos eles. Sendo assim, um inversor interativo que tenha apenas 1 algoritmo SPMP já é suficiente para o projeto. Existem inversores com 2 ou até mais algoritmos SPMP independentes, permitindo que arranjos instalados em telhados com diferentes inclinações e orientações sejam ligados ao inversor sem a perda de rendimento na conversão de energia.

As condições de contorno para direcionar a escolha do inversor giram em torno de 3 principais características elétricas: potência-pico do arranjo fotovoltaico, tensão de *string* (tensão produzida pelo arranjo fotovoltaico) e corrente de *string* (corrente produzida pelo arranjo fotovoltaico). Como a potência-pico já foi calculada, e como o próprio nome já diz, não excederá esse valor, vamos às outras duas características.

2.6.1. Tensão de string

Como já mencionado anteriormente na seção 2.5.2.2, os módulos apresentam variações em suas características elétricas com a variação da temperatura. Por esse motivo, deve-se calcular qual a variação de tensão que o arranjo fotovoltaico irá gerar entre dias quentes e frios.

A temperatura de referência é a temperatura de medição das características em STC, e vale 25°C. Qualquer temperatura de operação que seja distinta desse valor apresentará variação com relação às características elétricas apresentadas nos dados de placa. Nesse caso, serão considerados 2 casos extremos de temperatura de operação, um muito quente (ao meio dia do dia mais quente do verão) e um muito frio (ao meio dia do dia mais frio do inverno), para garantir a confiabilidade do projeto.

2.6.1.1. Dias quentes

É conhecido que a tensão gerada em máxima potência por qualquer módulo fotovoltaico é menor do que a tensão gerada em circuito aberto pelo mesmo, nas mesmas condições de

temperatura; por esse motivo, a condição que gerará a menor tensão de *string* se dará quando do funcionamento do sistema em máxima potência de um dia muito quente.

Sendo assim, para a situação de temperatura muito alta, será considerada uma margem de segurança de 10°C acima da máxima temperatura registrada na localidade de instalação do projeto; ou seja, serão acrescentados 10°C no maior valor de temperatura encontrado na tabela 3 (médias das temperaturas máximas da localidade) e o resultado será utilizado para encontrar a temperatura de cálculo de perdas ($T_{calc,max}$). Sendo assim, tem-se:

$$\begin{aligned} T_{max,reg} &= 31,2 \text{ }^{\circ}\text{C} \\ T'_{amb,max} &= T_{max,reg} + 10 \text{ }^{\circ}\text{C} \\ &= 31,2 + 10 = 41,2 \text{ }^{\circ}\text{C} \end{aligned} \quad (17)$$

Como já apresentado na seção 2.5.2.2, graças ao tipo de estrutura de fixação utilizada, a diferença de temperatura entre os módulos e o ambiente (ΔT) é de 29°C. Além disso, sabe-se que a temperatura de referência é sempre a mesma. Assim, a temperatura que será utilizada para o cálculo será:

$$\begin{aligned} T_{calc,max} &= T'_{amb,max} + (\Delta T - T_{ref}) \\ &= 41,2 + (29 - 25) = 45,2 \text{ }^{\circ}\text{C} \end{aligned} \quad (18)$$

O rendimento utilizado para corrigir a tensão em máxima potência produzida pela *string* nas condições STC para a tensão em máxima potência produzida em um dia muito quente pode então ser calculado por:

$$\begin{aligned} R_{V_{mp}} &= 1 + (T_{calc,max} \cdot ^{\circ}\text{C}_{V_{mp}}) \\ &= 1 + (45,2 \text{ }^{\circ}\text{C} \cdot (-0,41\%/^{\circ}\text{C})) = 0,8146 = 81,46\% \end{aligned} \quad (19)$$

A tensão de *string* que seria produzida nas condições STC pode ser calculada multiplicando-se o valor de tensão em máxima potência fornecida no *datasheet* pelo número de módulos:

$$\begin{aligned}
 V_{mp,string} &= n \cdot V_{mp} \\
 &= 10 \cdot 36,6 \text{ V} = 366 \text{ V}
 \end{aligned}
 \tag{20}$$

Aplicando o rendimento calculado sobre o valor da tensão de *string* em máxima potência nas condições STC, encontra-se a tensão gerada pela *string* na condição de temperatura muito alta e máxima potência:

$$\begin{aligned}
 V'_{mp,string} &= R_{V_{mp}} \cdot V_{mp,string} \\
 &= 0,8146 \cdot 366 \text{ V} = 298,17 \text{ V}
 \end{aligned}
 \tag{21}$$

2.6.1.2. Dias frios

Como a tensão produzida por um módulo em circuito aberto é maior do que a tensão produzida pelo mesmo módulo em máxima potência, a situação que produzirá a maior tensão de *string* será um dia muito frio com o circuito funcionando na condição de circuito aberto (sem carga).

Para a situação de temperatura muito baixa, será considerada uma temperatura ambiente de 0°C (temperatura jamais registrada na cidade onde será instalado o arranjo fotovoltaico, porém será utilizada por motivos de segurança). Conhecendo a diferença de temperatura entre os módulos e o ambiente ($\Delta T = 29 \text{ }^\circ\text{C}$) e a temperatura de referência ($T_{ref} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$), é possível encontrar a temperatura de cálculo para tal condição de operação:

$$\begin{aligned}
 T_{calc,min} &= T'_{amb,min} + (\Delta T - T_{ref}) \\
 &= 0 + (29 - 25) = 4 \text{ }^\circ\text{C}
 \end{aligned}
 \tag{22}$$

O rendimento utilizado para corrigir a tensão de circuito aberto produzida pela *string* nas condições STC para a tensão de circuito aberto produzida em um dia muito frio pode então ser calculado por:

$$\begin{aligned}
 R_{V_{oc}} &= 1 + (T_{calc,min} \cdot {}^\circ C_{V_{oc}}) \\
 &= 1 + (4 \text{ }^\circ\text{C} \cdot (-0,31\%/^\circ\text{C})) = 0,9876 = 98,76\%
 \end{aligned}
 \tag{23}$$

A tensão de circuito aberto, em STC, de 1 único módulo vale $V_{oc} = 45,1 V$. Multiplicando esse valor pelo número de módulos, encontra-se a tensão em circuito aberto que seria produzida pela *string* nas condições STC:

$$\begin{aligned} V_{oc,string} &= n \cdot V_{oc} \\ &= 10 \cdot 45,1 V = 451 V \end{aligned} \quad (24)$$

Aplicando o rendimento calculado sobre o valor de tensão em circuito aberto que seria produzida pela *string* em STC, encontra-se a tensão de circuito aberto gerada pela *string* em um dia muito frio:

$$\begin{aligned} V'_{oc,string} &= R_{V_{oc}} \cdot V_{oc,string} \\ &= 0,9876 \cdot 451 V = 445,4 V \end{aligned} \quad (25)$$

2.6.1.3. Faixa de tensão de operação

Os inversores interativos apresentam faixas de tensão de operação na qual o algoritmo SPMP trabalha. A condição ideal de operação é fazer com que a faixa de variação das tensões produzidas pela *string* esteja dentro da faixa de tensão de operação do algoritmo SPMP, ou seja:

$$V_{min,MPPT} \leq V_{in,ideal} \leq V_{max,MPPT} \quad (26)$$

A faixa de operação calculada foi:

$$298,17 V \leq V_{in} \leq 445,4 V$$

2.6.2. Corrente de string

Quanto aos níveis de corrente, os inversores apresentam apenas valores máximos suportados (não exigindo valores mínimos, como no caso da tensão de entrada).

Como o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito é positivo (ou seja, um aumento na temperatura de operação acima dos 25°C causa um aumento na corrente) e o inversor só apresenta limitações quanto à corrente máxima, basta calcular o rendimento para o dia mais quente (exatamente a mesma situação de “dia quente” utilizada para cálculo da tensão V'_{mp}) e aplicá-lo sobre o valor de I_{sc} (corrente em curto-circuito) em STC. O rendimento pode então ser calculado por:

$$\begin{aligned} R_{I_{sc}} &= 1 + (T_{calc,max} \cdot {}^{\circ}C_{I_{sc}}) \\ &= 1 + (45,2^{\circ}C \cdot 0,053\%/^{\circ}C) = 1,0239 = 102,39\% \end{aligned} \quad (27)$$

A corrente de *string* é a mesma para todos os módulos, pois estão ligados eletricamente em série. Aplicando o rendimento sobre o valor de corrente de curto-circuito fornecida em STC, encontra-se o valor de corrente produzido pela *string* em dias quentes (valor máximo que será produzido pela *string*):

$$\begin{aligned} I'_{sc,string} &= R_{I_{sc}} \cdot I_{sc} \\ &= 1,0239 \cdot 9,18 A = 9,40 A \end{aligned} \quad (28)$$

Sabe-se agora que o inversor deve ser capaz de suportar uma corrente de entrada de, pelo menos, 9,4 A.

2.6.3. Modelo selecionado

As características que devem ser levadas em consideração para seleção do inversor ideal para o projeto são então:

- potência do arranjo fotovoltaico: o inversor interativo deve ser dimensionado de tal forma que a potência de entrada dele (potência do arranjo fotovoltaico) não exceda a potência de saída do mesmo, para evitar perdas por *clipping*, e tal forma que proporcione uma boa eficiência do inversor (o valor ideal para a potência do arranjo gira em torno de 50% a 75% da potência nominal de saída do inversor);

- número de telhados: o número de telhados com inclinações e/ou orientações diferentes onde serão instalados os arranjos fotovoltaicos deve ser equivalente ao número de algoritmos SPMP independentes existentes no inversor, para garantir a melhor eficiência na conversão de energia;
- tensão de *string*: a faixa de tensão gerada pelo arranjo fotovoltaico deve estar contida dentro da faixa de funcionamento do algoritmo SPMP (valores encontrados no *datasheet*);
- corrente de *string*: a corrente de *string* deve ser menor do que a corrente máxima suportada pela entrada do inversor; e
- tensão de conexão com a rede: a tensão de saída do inversor deve ser compatível com a tensão da rede; caso contrário, ele não irá realizar nenhum tipo de conversão de potência.

Para seleção do inversor ideal para o projeto, foi feita uma análise minuciosa de mercado. Foi possível constatar uma grande variedade de inversores que seriam capazes de condicionar toda a potência do sistema e, conseqüentemente, também foi constatada uma grande variedade de preços. Porém, como a estimativa de vida-útil do sistema é de pelo menos 25 anos, a escolha do inversor interativo foi embasada na qualidade.

Dentre todos os fabricantes de inversores encontrados no mercado, o que apresentou melhor custo-benefício (dando um peso maior para o benefício) foi o fabricante *Fronius*, uma empresa austríaca que já está no mercado desde 1945, tem uma filial na cidade de São Paulo/SP desde 2003 e apresenta as maiores garantias, com 5 anos contra defeitos de fabricação e com possibilidade de extensão para 7 anos.

O fabricante *Fronius* oferece várias linhas de inversores (cada uma com uma característica elétrica especial), como as linhas Galvo, Primo, Symo, Eco e Agile, totalizando mais de 60 modelos de inversores. Porém, nem todos são homologados pelo INMETRO para utilização no Brasil (devido ao alto preço cobrado por homologação). Dentre os modelos homologados, foram encontrados 2 modelos da linha Primo: o Primo 3.0-1 e o Primo 4.0-1, com potência nominal de saída de 3 kVA e 4 kVA, respectivamente.

Todos os modelos de inversores da *Fronius* suportam uma potência de entrada até 50% maior do que a potência nominal de saída, porém isso não significa que essa potência CC será toda convertida para CA: quer dizer apenas que o inversor não sofrerá danos caso a potência do

arranjo fotovoltaico exceda a potência nominal de saída. Sendo assim, o sistema proposto de 3,15 kW_p poderia ser instalado com qualquer um dos dois modelos de inversores propostos que seria uma boa escolha. Porém, a opção foi feita pelo modelo “Primo 4.0-1”, por dois motivos:

- o primeiro, é porque, como já mencionado acima nesta mesma seção, o rendimento do inversor tem seu maior valor quando a potência de entrada é de 50% a 75% do valor da potência nominal do mesmo, e sofre uma leve queda conforme a potência de entrada vai chegando mais próxima da nominal (100%); e
- o segundo é devido à modularidade do sistema. Essa característica permite que possam ser inseridos ou retirados módulos do sistema sem prejudicar a geração (desde que as características do arranjo não saiam das faixas de operação do inversor). Assim, a escolha de um inversor com potência nominal de saída maior do que a potência-pico de entrada possibilita a instalação posterior de mais módulos no arranjo fotovoltaico.

Antes de selecionar o inversor interativo, foi feita uma análise minuciosa dos seus valores de *datasheet*. As principais características estão apresentadas na tabela 6.

Tabela 6: principais características elétricas de entrada (CC) e saída (CA) do inversor interativo Fronius Primo 4.0-1.

Características elétricas de entrada		
Máxima potência de entrada	6	kW _P
Máxima corrente de entrada	12	A
Tensão de partida	80	V
Mínima tensão de funcionamento	80	V
Faixa de tensão do algoritmo MPPT	210 ~ 800	V
Máxima tensão de funcionamento	1000	V
Número de entradas	2+2	-
Características elétricas de saída		
Máxima potência de saída	4	kVA
Máxima corrente de saída	17,4	A
Faixa de tensão de saída para conexão à rede	180 ~ 270	V
Fator de distorção harmônica	< 5%	%

Analisando a tabela, percebe-se que o inversor Primo 4.0-1 do fabricante *Fronius* (apresentado na figura 12) é uma boa opção para instalação no projeto; e foi justamente o modelo selecionado para o projeto.

Figura 13: modelo de inversor interativo selecionado para o projeto^[23].



O inversor Fronius Primo 4.0-1 é homologado pelo INMETRO para utilização em sistemas de GD, ou seja, o equipamento está dentro de todas as exigências de proteção, injeção de potência e de harmônicos das normas vigentes [16]. Como todo e qualquer inversor, este modelo se adequa automaticamente às condições de operação (faixas de tensão e frequência permitidas e impedância) da rede à qual está conectado.

2.6.3.1. Sistemas de proteção eletrônica

O inversor selecionado inclui, de fábrica, as seguintes funcionalidades de proteção eletrônica:

- proteção contra subtensão e sobretensão;
- proteção contra desbalanço de tensão;
- proteção contra sufrequência e sobrefrequência;
- sistema de sincronismo digital;
- sistema anti-ilhamento;
- proteção contra sobrecorrente;
- proteção contra falha na rede;

- sistema de balanceamento de fases;
- elemento de desconexão automático; e
- isolamento CC (chave manual).

2.7. Condições de seleção dos dispositivos de proteção

Para garantir a integridade do sistema fotovoltaico, é necessária a instalação de dispositivos de proteção, tanto no lado CC (“antes” do inversor) quanto no lado CA (“depois” do inversor).

2.7.1. Proteção em corrente contínua

A proteção em corrente contínua é feita mediante 2 dispositivos principais: os fusíveis de *string* (proteção contra sobrecorrente) e os dispositivos de proteção contra surtos (proteção contra sobretensão), mais conhecidos como DPS (ou varistores).

2.7.1.1. Fusíveis

Considerando o caminho que a corrente percorre desde o módulo fotovoltaico até a rede de distribuição, o primeiro dispositivo de proteção que deve ser instalado são os fusíveis ultrarrápidos de proteção contra sobrecorrente. São os dispositivos mais baratos dentre todos os dispositivos de proteção e garantem a interrupção do circuito quando na presença de correntes muito elevadas, garantindo integridade aos outros equipamentos.

A corrente nominal de operação dos fusíveis (I_{fus}) deverá estar entre os seguintes valores:

$$1,25 \cdot I'_{sc,string} \leq I_{fus} \leq I_{max,mod} \quad (29)$$

Na equação (29), o termo à esquerda ($1,25 \cdot I'_{sc,string}$) é a maior corrente que o arranjo fotovoltaico gerará, multiplicada por um fator de segurança que aplica 25% de folga; o termo à

direita ($I_{max,mod}$) é a corrente máxima suportada pelos módulos (dado encontrado no *datasheet*, com o valor de 15 A). Sendo assim, a corrente nominal de operação do fusível deve estar entre:

$$\begin{aligned} 1,25 \cdot 9,40 \text{ A} &\leq I_{fus} \leq 15 \text{ A} \\ \therefore 11,75 \text{ A} &\leq I_{fus} \leq 15 \text{ A} \end{aligned} \quad (30)$$

Além disso, eles devem suportar a maior tensão produzida pela *string*, que acontece nos dias frios:

$$\begin{aligned} V_{fus} &\geq V'_{oc,string} \\ \therefore V_{fus} &\geq 445,4 \text{ V} \end{aligned} \quad (31)$$

Foram então selecionados fusíveis ultrarrápidos do tipo cartucho. Esse tipo de fusível é acoplado por um porta-fusível, que deve ter capacidade de tensão e corrente maior do que as do próprio fusível. Foi adquirido um par de fusíveis já acompanhados de porta-fusível, do fabricante Negrini, com as seguintes características:

$$I_{fus} = 12 \text{ A}$$

$$V_{fus} = 1000 \text{ V}$$

2.7.1.2. Dispositivo de proteção contra surtos CC

Para seleção do modelo de dispositivo de proteção contra surtos CC, foram levados em consideração 3 principais características elétricas do equipamento: a tensão máxima contínua, a corrente nominal de descarga 8/20 e o nível de proteção.

A **tensão máxima contínua** (U_c) de um DPS é a tensão abaixo da qual o mesmo não atua. Por questões de segurança, esse valor será considerado no mínimo 10% maior do que a maior tensão gerada pelo arranjo fotovoltaico. Portanto:

$$U_c > 1,1 \cdot V'_{oc,string} \quad (32)$$

$$\therefore U_c > 489,94 \text{ V}$$

A **corrente nominal de descarga 8/20** (I_n) de um DPS é o valor nominal de corrente que o elemento é capaz de descarregar sem se deteriorar, considerando a corrente subindo de 10% a 90% de seu valor em $8 \mu\text{s}$ e reduzindo-se a 50% em $20 \mu\text{s}$. A norma brasileira de instalações em baixa tensão (NBR-5410) exige uma capacidade de descarga mínima de 12,5 kA. Portanto:

$$I_n > 12,5 \text{ kA}$$

O **nível de proteção** (U_p) é o valor máximo de tensão que resta nos terminais do DPS quando da sua atuação; ou seja, quanto mais alto esse valor, menor a qualidade do DPS. A norma internacional IEC 1010-1 [20] disponibiliza uma tabela (vide tabela 7) que mostra os níveis de tolerância a surtos de equipamentos e instalações elétricas.

Tabela 7: níveis de tolerância a surtos para equipamentos e instalações elétricas^[20].

Tensão nominal (V)	Categoria I (V)	Categoria II (V)	Categoria III (V)
50	330	500	800
100	500	800	1500
150	800	1500	2500
300	1500	2500	4000
600	2500	4000	6000
1000	4000	6000	8000

Segundo o *datasheet* do inversor, a tensão nominal de operação do mesmo no lado CC é $U_{dc,r} = 710 \text{ V}$ e o nível de proteção (encontrado geralmente como “*overvoltage category*”) é categoria II. Isso implica que, segundo a tabela 7, o nível de proteção do DPS pode ser levemente maior do que 4 kV. Portanto, por motivos de segurança:

$$U_p < 4 \text{ kV}$$

Os DPS adquiridos para a proteção contra surtos de tensão CC foram do fabricante Clamper, linha VCL Slim, com as seguintes características:

$$U_c = 615 \text{ V}$$

$$I_n = 20 \text{ kA}$$

$$U_p = 2,5 \text{ kV}$$

2.7.2. Proteção em corrente alternada

A proteção em corrente alternada também é feita mediante 2 dispositivos principais: o disjuntor (proteção contra sobrecorrente) e os dispositivos de proteção contra surtos CA (proteção contra sobretensão).

2.7.2.1. Disjuntor

Os disjuntores são os dispositivos de proteção responsáveis pela abertura do circuito na presença de sobrecorrentes alternadas. Para seleção do disjuntor, foi levada em consideração a corrente máxima de saída do inversor, que vale $I_{ac,nom} = 17,4 \text{ A}$. Então a corrente nominal do disjuntor deve ser:

$$I_{disj} > 17,4 \text{ A}$$

Para concepção deste projeto foi adquirido um disjuntor do fabricante WEG, com a seguinte característica:

$$I_{disj} = 25 \text{ A}$$

2.7.2.2. Dispositivo de proteção contra surtos CA

Para seleção dos DPS CA, foram levadas em consideração exatamente as mesmas 3 características elétricas levadas em conta para seleção dos DPS CC: tensão máxima contínua, corrente nominal de descarga 8/20 e nível de proteção.

Como esses dispositivos serão conectados em fases de 127 V de tensão, a tensão máxima contínua deve ser, considerando a mesma margem de segurança de 10%:

$$U_c > 1,1 \cdot V_{phase} \quad (33)$$

$$\therefore U_c > 139,7 \text{ V}$$

Como já dito anteriormente na seção 2.7.1.2, pela norma brasileira de instalações em baixa tensão (NBR-5410), a capacidade mínima de descarga deve ser 12,5 kA. Portanto:

$$I_n > 12,5 \text{ kA}$$

Analisando o *datasheet* do inversor selecionado para o projeto, encontra-se em “*overvoltage category*” a informação de que a tolerância a surtos do mesmo, para a saída (CA), é categoria III; além disso, analisando o mesmo *datasheet*, encontra-se que a tensão nominal de conexão com a rede é 220V que, no Brasil, é formada por duas fases de 127 V. Sabendo que a tensão de fase é 127 V, então o nível de proteção do DPS que irá protegê-lo deve ser levemente maior do que 1,5 kV (vide tabela 7). Portanto, por motivos de segurança:

$$U_p < 1,5 \text{ kV}$$

Os DPS adquiridos para a proteção CA contra surtos de tensão foram do fabricante Clamper, linha VCL Slim, com as seguintes características:

$$U_c = 175 \text{ V}$$

$$I_n = 20 \text{ kA}$$

$$U_p = 0,8 \text{ kV}$$

2.8. Condições de seleção do cabeamento

2.8.1. Cabeamento CC

O cabeamento CC deve ser especial quanto ao nível de isolamento, não só devido ao fato de ficar mais exposto ao tempo do que o cabeamento CA, mas também pelo fato de “transportar” corrente contínua. A norma vigente brasileira NBR-5410 não tem referências para esse tipo de cabeamento, por isso o dimensionamento será baseado na normal internacional IEC 60364-7-712 [21].

A norma internacional citada recomenda que o cabeamento CC suporte a corrente $I'_{sc,string}$ com folga de 25%, além de ter que suportar a maior tensão produzida pela *string*, $V'_{oc,string}$. Além disso, ela também recomenda que os cabos sejam capazes de trabalhar em temperaturas superiores a 75 °C e sejam resistentes à radiação UV. A norma também apresenta valores máximos de perdas permitidas por trecho, para o cálculo de bitola do cabeamento, como apresentado na tabela 8 a seguir.

Tabela 8: quedas de tensão admissíveis por trecho para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Quedas de tensão admissíveis por trecho	
arranjo fotovoltaico – inversor	1%
inversor – rede de distribuição	3%

Para calcular a bitola do cabeamento, foi utilizada a seguinte equação, sugerida pela mesma norma:

$$S_{mm^2} = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cable}}{\sigma \cdot QV \cdot V'_{mp,string}} \quad (34)$$

Na equação (34), L é a quantidade de cabeamento CC utilizado entre os módulos e o inversor (em metros), I_{cable} é a corrente que percorrerá o cabo (em Ampère, considerando a maior corrente produzida pelo arranjo fotovoltaico com folga de 25%), σ é a condutibilidade do material (para cobre utilizar 56, para alumínio utilizar 32), QV é a queda de tensão considerada para cada trecho (segundo a tabela 8) e $V'_{mp,string}$ é a menor tensão produzida pelo

arranjo fotovoltaico (é utilizada a menor tensão para garantir uma maior bitola de fio, por motivos de segurança).

Na visita técnica que foi realizada na UC onde será instalado o SFCR, foi constatado que a distância entre o arranjo fotovoltaico e o inversor é de aproximadamente 20 m (com folga). Os cabos disponíveis no mercado eram de alumínio. Realizando então os cálculos tem-se:

$$\begin{aligned} I_{cable} &= 1,25 \cdot I'_{sc,string} \\ &= 1,25 \cdot 9,39 = 11,73 \text{ A} \\ S_{mm^2} &= \frac{2 \cdot 20 \cdot 11,73}{32 \cdot 0,01 \cdot 298,17} = 4,91 \text{ mm}^2 \end{aligned} \quad (35)$$

Foram adquiridos, então, 70 metros de cabeamento CC de 6 mm² de seção. Todos os cabos são de alumínio com isolamento em PVC que suportam temperaturas de até 70°C e tensões de até 1 kV. Além disso, são do tipo BWF (anti-chamas) e possuem gravados em toda sua extensão as especificações de nome do fabricante, bitola, isolamento, temperatura de operação e certificado do INMETRO (conforme exigido pela norma NBR-5410).

2.8.2. Cabeamento CA

A seleção do cabeamento CA deve obedecer à norma brasileira de instalações elétricas em baixa tensão (NBR-5410) que exige seção mínima de 2,5 mm².

O cabeamento CA é calculado para suportar a corrente do disjuntor e o nível de tensão no qual ele está conectado. A norma internacional determina queda máxima permitida de 3% para esse trecho de cabo (vide tabela 8). A seção mínima pode ser calculada então, pelo método da queda de tensão (sugerido pela norma internacional IEC 60364-7-712), pela seguinte equação:

$$S_{mm^2} = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cable} \cdot \cos\varphi}{\sigma \cdot QV \cdot V_{phase}} \quad (36)$$

Na equação (36), L é a quantidade de cabeamento CA (em metros) utilizada entre o inversor e o ponto de conexão com a rede, I_{cable} é a corrente que percorrerá o cabo (em Ampère, delimitada pelo tamanho do disjuntor, aplicando 25% de folga), $\cos\varphi$ é o fator de potência do inversor, σ é a condutibilidade do material (para cobre utilizar 56, para alumínio utilizar 32), QV é a queda de tensão máxima permitida para o trecho (segundo a tabela 8) e V_{phase} é a tensão de fase da rede de distribuição.

A visita técnica realizada na residência constatou que a distância entre o inversor e o ponto de ligação com a rede de distribuição era de 20 m (com folga). O fator de potência será considerado unitário para garantir uma maior bitola (por motivos de segurança). Os cabos encontrados no mercado eram todos de cobre. Realizando os cálculos, tem-se então:

$$\begin{aligned} I_{cable} &= 1,25 \cdot I_{disj} \\ &= 1,25 \cdot 25 = 31,25 \text{ A} \end{aligned} \tag{37}$$

$$S_{mm^2} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 31,25 \cdot 1}{56 \cdot 0,03 \cdot 127} = 5,85 \text{ mm}^2$$

Foram então adquiridos cabos de cobre com 6 mm² de seção, com isolamento em PVC que suportam temperaturas de até 70°C. Além disso são do tipo BWF (anti-chamas) e possuem gravados em toda sua extensão as informações de nome do fabricante, bitola, isolação, temperatura de operação e certificado do INMETRO, como exigido pela NBR-5410.

2.8.3. Cabeamento de equipotencialização

Segundo a norma NBR-5410, instalações que apresentarem seção de condutores de até 16 mm² devem utilizar cabeamentos de equipotencialização com a mesma seção dos condutores. Nesse caso, serão utilizados cabos de 6 mm² para equipotencialização do sistema, do mesmo modelo utilizado para o cabeamento CA, porém com coloração verde (padrão para aterramento, segundo a mesma norma brasileira).

Como exigido pela concessionária, será feito um aterramento novo para uso exclusivo do sistema fotovoltaico. O cabeamento de proteção (de coloração verde e bitola de 6 mm²) sairá da haste de aterramento e passará pelo forro da UC até o cômodo onde será instalado o sistema

de condicionamento de potência e proteção, para aterramento dos dispositivos de proteção e da carcaça do inversor. Os módulos e a estrutura de fixação serão todos interligados entre si por cabos de mesma coloração e bitola, e ao final serão interligados ao aterramento do sistema fotovoltaico.

2.9. Diagrama multifilar elétrico do SFCR projetado

O detalhamento multifilar elétrico do sistema projetado está apresentado na figura 14.

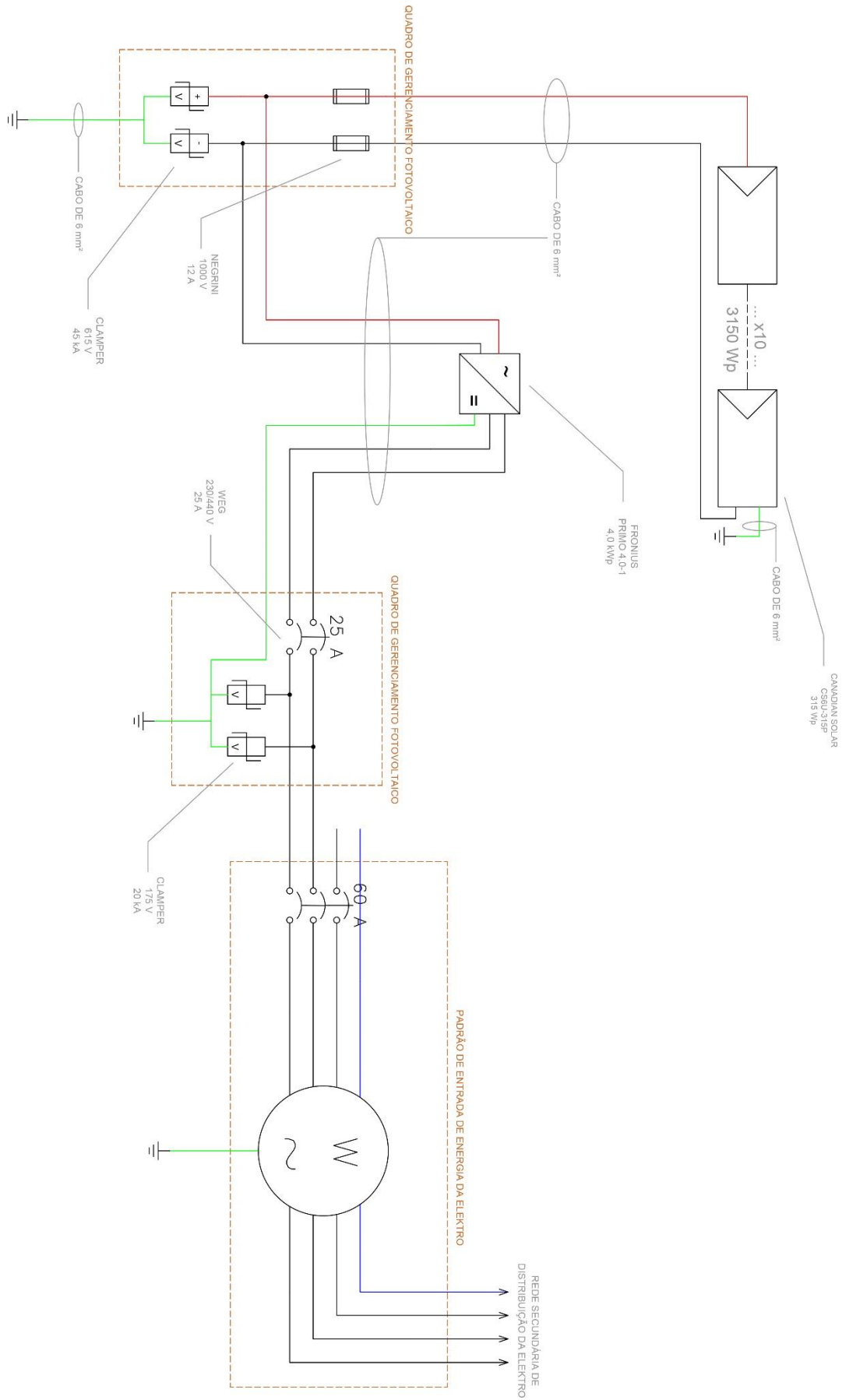


Figura 14: detalhamento multifilar elétrico do sistema fotovoltaico.

2.10. Local de instalação dos equipamentos

A visita técnica feita na UC permitiu que fossem levantados todos os dados técnicos necessários para concepção do projeto. Com os dados em mãos, foi possível desenhar a planta-baixa da instalação, representando tanto os cômodos (a fim de localizar o cômodo onde será instalado o sistema de condicionamento de potência e proteção) quanto os telhados (a fim de localizar o telhado onde será instalado o arranjo fotovoltaico).

2.10.1. Arranjo fotovoltaico

A figura 15 apresenta o desenho da planta-baixa. Nela é possível localizar o ponto de entrada de energia, o local de instalação do arranjo fotovoltaico no telhado e o cômodo onde será instalado o inversor e o quadro de gerenciamento fotovoltaico (também chamada de *stringbox*, que abriga os dispositivos de proteção).

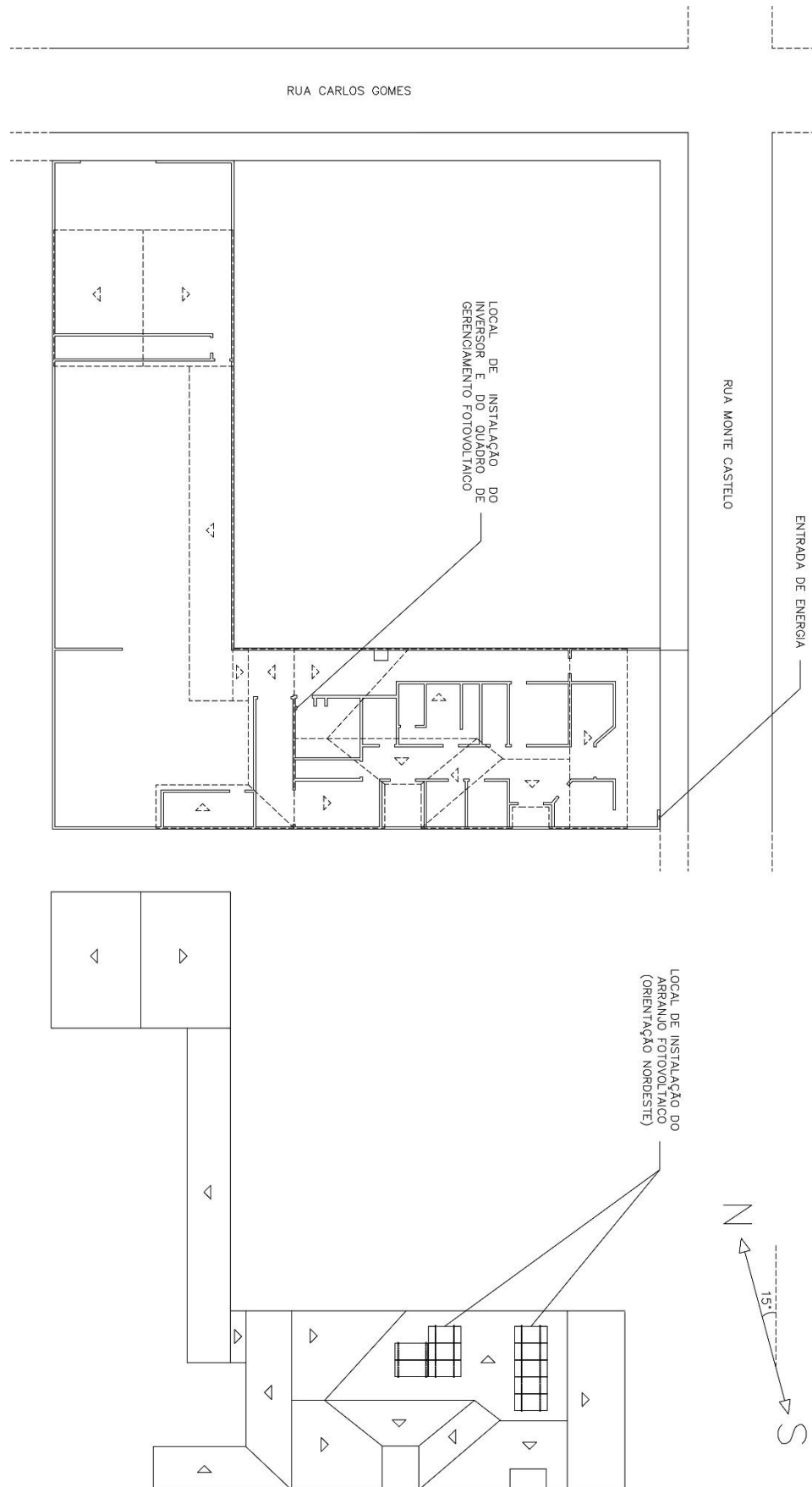


Figura 15: planta de localização do arranjo fotovoltaico e do sistema de condicionamento de potência (inversor interativo) e proteção (stringbox).

2.10.1.1. Estrutura de fixação

Para fixação dos módulos no telhado, será utilizada uma estrutura de fixação do fabricante NTC Somar, fabricante este que apresenta as melhores opções para telhados cerâmicos (apresentam os melhores encaixes). O detalhamento da montagem da estrutura de fixação está apresentado no desenho da figura 16, e a lista de materiais está apresentada na tabela 9.

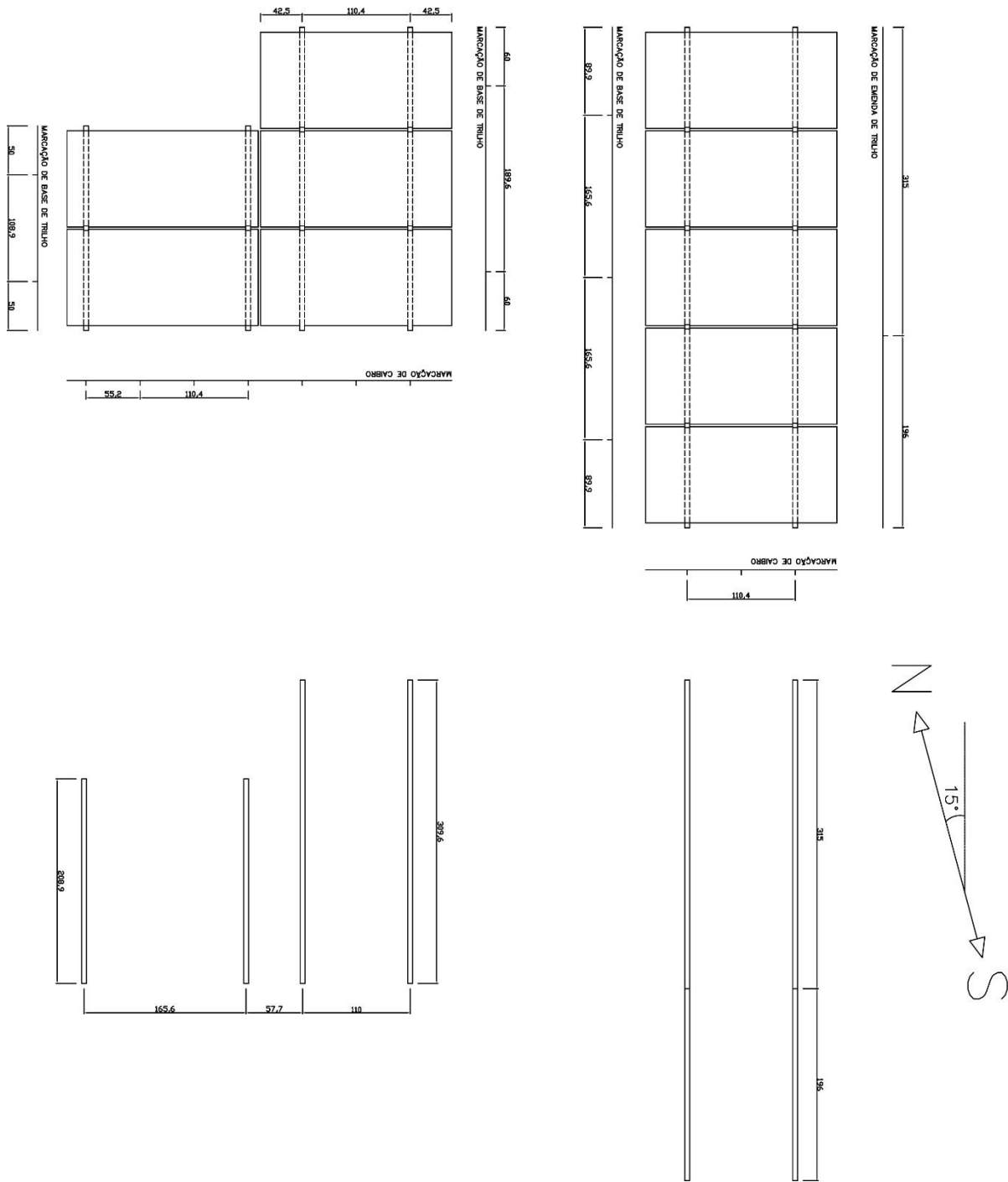


Figura 16: detalhamento da montagem das estruturas de fixação.

Tabela 9: materiais elétricos necessários para instalação do sistema.

Descrição	Fabricante	Modelo	Quantidade
Módulo fotovoltaico	Canadian Solar	CS6U-315P	10
Inversor interativo	Fronius	Primo 4.0-1	1
Conector	Multi-Contact	MC4	1 par
Cabo solar (CC)	Conduspar	1000 V flexível 6 mm ²	40 m
Cabo comum (CA)	Conduspar	750 V flexível 6 mm ²	10 m
Quadro de distribuição	Tigre	18 módulos DIN	1
Porta-fusível	Negrini	Cart. 10x38 1000 V	2
Fusível	Negrini	Cart. 10x38 1000 V 12 A	2
DPS CC	Clamper	615 V 45 kA	2
DPS CA	Clamper	175 V 20 kA	2
Disjuntor termomagnético	WEG	Bipolar curva B 25 A	1
Eletroduto	Daisa	Alumínio 3m 3/4"	1
Condulete	Daisa	Alumínio saída X 3/4"	2
Tampa de condulete	Daisa	Alumínio cega	2
Abraçadeira	Daisa	Alumínio	5
Unidut cônico	Daisa	Alumínio 3/4"	3
Unidut curvo 90°	Daisa	Alumínio 3/4"	3

2.10.2. Inversor interativo e *stringbox*

A figura 17 apresenta um desenho com o detalhamento da parede onde serão instalados o inversor e a *stringbox*, enquanto a tabela 9 apresenta a lista de materiais necessários para fixação de ambos.

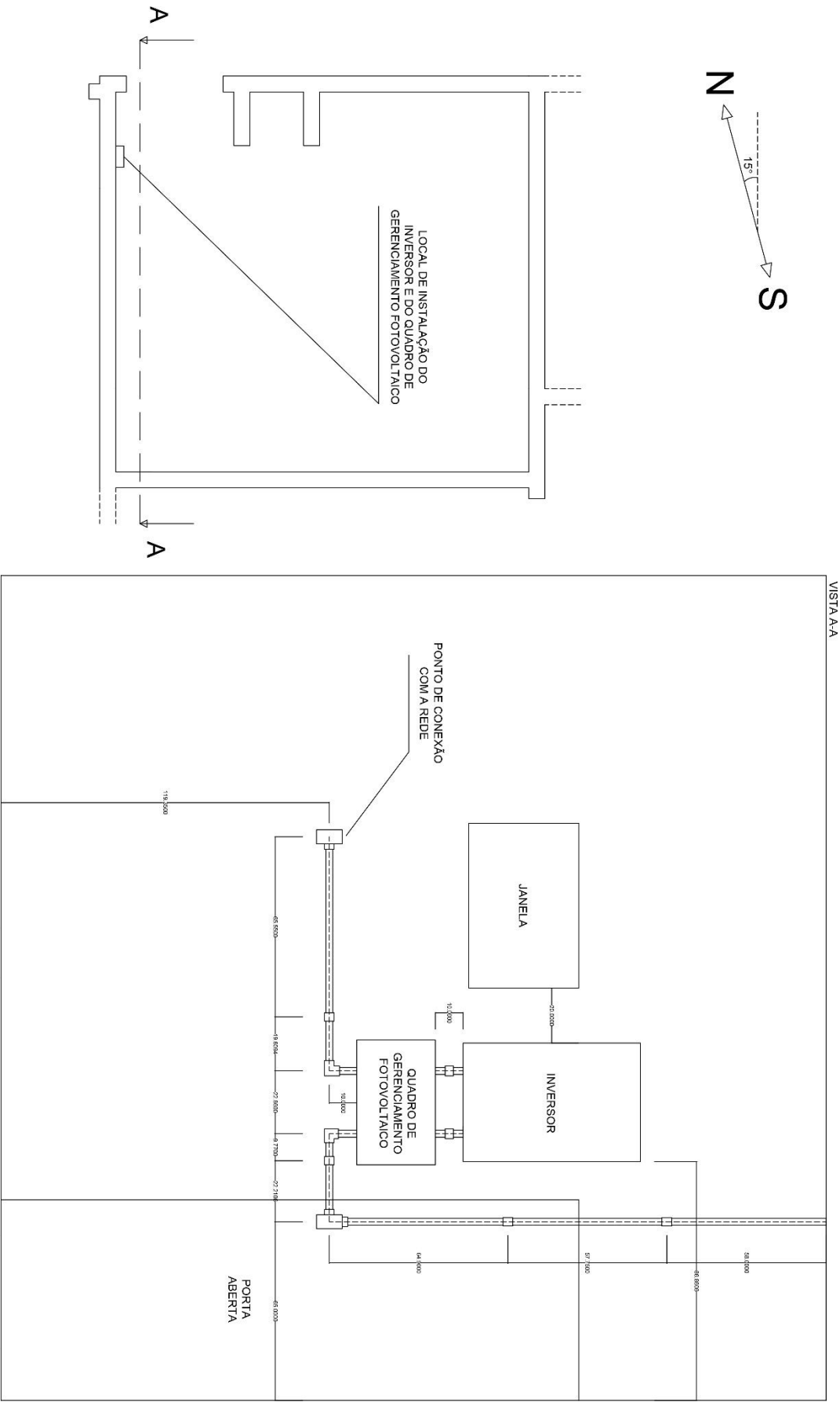


Figura 17: vista da parede de fixação do inversor interativo e da *stringbox*.

2.11. Orçamento do projeto

A tabela 10 apresenta o orçamento total do projeto, totalizado em R\$ 17.879,96. Nela, encontram-se todos os equipamentos elétricos (desde os dispositivos de condicionamento de potência até os dispositivos de proteção), estruturas de fixação, materiais para fixação dos equipamentos, passagem de cabos e aterramento. Além disso, estão inclusos todos os fretes referentes aos equipamentos que foram comprados a distância.

Vale a ressalva de dois pontos importantes. O primeiro é que todos os equipamentos e materiais foram adquiridos por pessoa física (em nome da dona da unidade consumidora que recebeu o sistema), o que elevou o orçamento do projeto. Caso a aquisição fosse feita pelo CNPJ da empresa do autor do trabalho, o orçamento para o mesmo projeto giraria em torno de R\$ 11.000,00 (preço de custo). O segundo ponto é que os custos com mão-de-obra não estão inclusos no projeto pois a instalação foi realizada pelo autor do trabalho juntamente com os outros 3 sócios da empresa e um amigo eletricitista que não cobrou pelo serviço.

Tabela 10: orçamento total do projeto.

Descrição	Quantidade	Preço (R\$)
Módulo fotovoltaico	10	7.752,95
Inversor interativo	1	7.490,00
Conector MC4	1 par	12,00
Cabo solar (CC)	40 m	276,00
Cabo comum (CA)	35 m	48,70
Quadro de distribuição	1	76,20
Porta-fusível (com fusível)	2	113,40
DPS CC	2	216,64
DPS CA	2	82,86
Disjuntor termomagnético	1	22,58
Barramento	1	35,90
Haste de aterramento	1	29,00
Terminal ilhóis	25	11,25
Eletroduto 3 m	2	26,00
Condutele com tampa	2	13,00
Abraçadeira	4	5,20
Unidut cônico	6	5,60
Unidut curvo 90°	2	10,80
Perfil de alumínio	8	916,00
Emenda para perfil	2	30,80
Base para perfil	14	450,80
Presilha de borda	12	117,36
Presilha intermediária	14	136,92

2.12. Manutenção

Um sistema fotovoltaico não apresenta partes móveis, o que faz com que o desgaste dos equipamentos seja mínimo. Os procedimentos sugeridos de manutenção estão descritos na tabela 11 a seguir.

Tabela 11: instruções de manutenção preventiva de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Elemento	Ações	Período
Cabeamento	<ul style="list-style-type: none"> - revisão do estado do cabeamento; - inspeção das ligações e terminais; - teste das quedas de tensão no lado CC; e - análise do cabeamento de proteção à terra. 	6 meses
Módulos fotovoltaicos e estrutura de fixação	<ul style="list-style-type: none"> - situação face ao projeto inicial; - limpeza e verificação da presença de danos que afetem a segurança e proteções; - revisão de danos na estrutura de suporte; e - verificação do estado de deterioração devido aos agentes ambientais. 	6 meses
Inversores interativos	<ul style="list-style-type: none"> - análise do estado de funcionamento; e - estado dos indicadores luminosos/visor e alarmes. 	6 meses
Equipamentos de segurança e proteção	<ul style="list-style-type: none"> - verificação dos terminais, caixa de medição e vareta de terra; - teste de funcionamento do sistema de seccionamento; e - verificação do estado dos fusíveis. 	6 meses
Equipamentos de monitoramento	<ul style="list-style-type: none"> - calibração e limpeza dos aparelhos de medição; - análise do funcionamento e calibração do sistema de aquisição de dados; e - verificação do sistema de armazenamento de dados. 	12 meses

3. RESULTADOS

Graças ao sistema de compensação de energia implantando pela ANEEL, qualquer sistema gerador renovável de energia traz para o consumidor, junto com a geração de energia, também uma geração monetária. Isso acontece porque o valor referente a cada kWh injetado na rede é devolvido ao consumidor no final do mês.

Com o orçamento total do projeto em mãos, torna-se possível realizar uma análise financeira do retorno sobre o investimento feito para aquisição e instalação do sistema fotovoltaico. Para isso, é necessário ainda estimar e fazer a projeção para os próximos 30 anos da **perda de capacidade de geração dos módulos**, do **preço da energia** e dos **custos com manutenção**.

3.1. Perda de capacidade de geração dos módulos

A capacidade de geração de um módulo fotovoltaico não é constante ao longo de toda sua vida-útil. É necessário então estimar os montantes de energia que serão gerados pelo sistema nos próximos 30 anos. Para realizar esse cálculo, foi levada em consideração a informação do fabricante dos módulos adquiridos, que garante uma geração de 80% após 20 anos de funcionamento. Além disso, segundo o mesmo fabricante, a perda no primeiro ano é maior do que nos anos seguintes. Foram arbitrados então valores de perdas de 2% no primeiro ano e 1% nos anos seguintes, o que resultou em uma capacidade de geração de 80,96% ao final do vigésimo ano. A tabela 12 mostra os resultados de porcentagem para 20 anos.

Tabela 12: porcentagem de geração estimada para os módulos fotovoltaicos.

Ano	Porcentagem de geração
0	100,00%
1	98,00%
2	97,02%
3	96,05%
4	95,09%
5	94,14%
6	93,20%
7	92,27%
8	91,34%
9	90,43%
10	89,52%
11	88,63%
12	87,74%
13	86,87%
14	86,00%
15	85,14%
16	84,29%
17	83,44%
18	82,61%
19	81,78%
20	80,96%

3.2. Preço da energia

Como dito anteriormente na seção 2.4, o preço da energia é um dos fatores que afetam diretamente a geração monetária provinda de uma usina fotovoltaica. Aprofundando um pouco nesse fator, encontram-se outras 2 considerações importantes a serem melhor analisadas: inflação energética e alíquotas aplicadas.

3.2.1. Inflação energética

Para estimar o preço da energia nos próximos 30 anos que serão levados em conta na análise financeira, é necessário estimar a inflação energética média para reajuste dos preços. Segundo [25], a inflação energética média de 1994 a 2014 foi de 10,3%. Como o aumento no preço da energia é diretamente proporcional à geração monetária, quanto maior o reajuste, menor o tempo de retorno do investimento. Por esse motivo e para aumentar a confiabilidade da estimativa, a inflação energética considerada para realizar a análise financeira será levemente menor, no valor de 8%.

3.2.2. Alíquotas aplicadas

Até setembro de 2015, o valor final do kWh injetado na rede era exatamente o mesmo do kWh consumido. Porém, a partir da data mencionada, o ICMS deixou de ser cobrado sobre a parcela TUSD (tarifa de uso do sistema de distribuição) do valor da energia injetada na rede em UC que aderirem ao sistema de compensação. Isso implica em uma redução no valor da energia injetada na rede e, consequentemente, um aumento no tempo de retorno do investimento.

As fórmulas para cálculo das parcelas da fatura de energia referentes à TUSD e TE para a energia injetada na rede, após a retirada do ICMS, ficaram:

$$T_{TE,inj} = \frac{C \cdot TE}{1 - \frac{ICMS + PIS + COFINS}{100}} \quad (38)$$

$$T_{TUSD,inj} = \frac{C \cdot TUSD}{1 - \frac{PIS + COFINS}{100}} \quad (39)$$

Enquanto isso, as fórmulas para cálculo do valor da energia consumida ficaram:

$$T_{TE,cons} = \frac{C \cdot TE}{1 - \frac{ICMS + PIS + COFINS}{100}} \quad (40)$$

$$T_{TUSD,cons} = \frac{C \cdot TUSD}{1 - \frac{ICMS + PIS + COFINS}{100}} \quad (41)$$

Nas equações (38) a (41), C é o consumo mensal, $ICMS$, PIS e $COFINS$ são alíquotas de impostos aplicadas e TE e $TUSD$ são as parcelas da tarifa referentes à tarifa de energia e à tarifa de uso do sistema de distribuição, respectivamente. A ausência da alíquota de $ICMS$ torna a parcela $T_{TUSD,inj}$ menor do que a parcela $T_{TUSD,cons}$.

3.3. Custos ao longo da vida útil

$$LCC = C_{turn-key} + C_{pm} + C_f + C_{cm} - V_r \quad (42)$$

O custo total ao longo da vida-útil de qualquer gerador de energia elétrica, também conhecido como LCC (do inglês *Life Cycle Cost*), é calculado pela equação (42), onde:

- $C_{turn-key}$ – custo de aquisição (gerador instalado e funcionando);
- C_{pm} – custos com manutenção preventiva;
- C_f – custos com combustível;
- C_{cm} – custos com manutenção corretiva; e
- V_r – valor residual.

Para realizar uma análise financeira mais precisa, serão considerados todos esses custos ao longo da vida útil no cálculo do retorno sobre o investimento.

No caso de sistemas fotovoltaicos, o **custo *turn-key*** é o custo de aquisição do sistema, instalado e funcionando; nesse caso ele é igual ao orçamento total do projeto já apresentado na seção 2.11.

As manutenções preventivas de um sistema fotovoltaico basicamente giram em torno de limpezas periódicas nos geradores, devido ao fato de não possuir partes móveis (o que aumentaria muito o desgaste dos equipamentos). Por esse motivo, os **custos com manutenção preventiva** são relativamente baixos, e foram estimados baseando-se na experiência de alguns projetistas de sistemas fotovoltaicos. Utilizando como base de cálculo o orçamento total do projeto, o custo anual com manutenção preventiva foi estimado em 0,5% do valor do mesmo, ou seja, R\$ 89,40 por ano. Além disso, esse custo foi reajustado a cada ano a uma taxa de 5% ao ano (valor próximo da média do IPCA [25]).

Por se tratar de um sistema fotovoltaico, os **custos com combustíveis** é nulo ao longo de toda a vida útil do sistema.

Os inversores interativos infelizmente não possuem a mesma vida-útil dos geradores. Por esse motivo, estima-se para este projeto que serão necessárias substituições do inversor a cada 12 anos de funcionamento. Caso os inversores não abajassem de preço durante os 30

anos de funcionamento (o que não acontecerá, visto que nos últimos anos já houve uma redução nos preços), eles custariam muito mais daqui a 12 e 24 anos (anos em que seriam necessárias as substituições) do que custam hoje, pois o dinheiro desvaloriza com o tempo (graças à inflação). Como é impossível prever o que acontecerá daqui a tanto tempo, será arbitrado que os inversores custarão, nos anos 12 e 24, exatamente o mesmo valor quando da sua aquisição; ou seja, R\$ 7.151,98 (valor sem frete). Dessa forma, os **custos com manutenção corretiva** serão devidos à trocas do inversor nos anos 12 e 24 (a cada 12 anos). Esses custos serão subtraídos da coluna “fluxo de caixa livre” da tabela 13 que será apresentada na seção 3.4.

O **valor residual** é referente a quanto o sistema ainda valerá ao final de sua vida útil, caso ele seja vendido. Esse valor é equivalente a um acréscimo no fluxo de caixa acumulado no final da vida útil, e não será considerado para aumentar a confiabilidade da estimativa (caso fosse considerado, a economia ao final dos 30 anos seria maior).

3.4. Tempo de retorno do investimento

Com os valores estimados de perda da capacidade de geração, inflação energética e custos ao longo da vida útil do sistema, é possível estimar o retorno sobre o investimento feito para implementação do projeto. As taxas de reajuste anual utilizadas foram 8% de aumento para inflação energética, 5% de aumento para custos com manutenção preventiva, 2% de perda de geração para o primeiro ano e 1% de perda de geração para todos os outros anos.

A tabela 13 mostra os valores resultantes dos cálculos, que foram feitos com auxílio do *software* Microsoft Excel. O fluxo de caixa livre apresenta as despesas (quando da aquisição e das manutenções) e receitas (quando da compensação na fatura de energia, devido à geração). Além do fluxo de caixa livre, foi calculado também o fluxo de caixa acumulado para cada ano, que soma todos os valores do fluxo de caixa livre, ano a ano, a partir do qual se encontra o tempo de retorno do investimento.

Tabela 13: resultados da análise de retorno sobre o investimento.

Ano	Geração energética (kWh)	Preço da energia (R\$)	Geração monetária (R\$)	Custo com manutenção preventiva (R\$)	Fluxo de caixa livre (R\$)	Fluxo de caixa acumulado (R\$)
0	0,0	0,58	0	0	-17.879,96	-17.879,96
1	4227,9	0,63	2.666,87	89,40	2.577,47	-15.302,49
2	4185,6	0,68	2.851,42	93,87	2.757,55	-12.544,94
3	4143,7	0,74	3.048,74	98,56	2.950,17	-9.594,77
4	4102,3	0,79	3.259,71	103,49	3.156,22	-6.438,55
5	4061,3	0,86	3.485,28	108,67	3.376,61	-3.061,94
6	4020,7	0,93	3.726,46	114,10	3.612,36	550,42
7	3980,5	1,00	3.984,33	119,80	3.864,53	4.414,95
8	3940,6	1,08	4.260,05	125,79	4.134,25	8.549,20
9	3901,2	1,17	4.554,84	132,08	4.422,76	12.971,96
10	3862,2	1,26	4.870,04	138,69	4.731,35	17.703,31
11	3823,6	1,36	5.207,05	145,62	5.061,42	22.764,74
12	3785,4	1,47	5.567,37	152,90	-1.737,52	21.027,22
13	3747,5	1,59	5.952,64	160,55	5.792,09	26.819,31
14	3710,0	1,72	6.364,56	168,58	6.195,98	33.015,29
15	3672,9	1,85	6.804,98	177,01	6.627,98	39.643,27
16	3636,2	2,00	7.275,89	185,86	7.090,03	46.733,30
17	3599,8	2,16	7.779,38	195,15	7.584,23	54.317,54
18	3563,8	2,33	8.317,71	204,91	8.112,81	62.430,34
19	3528,2	2,52	8.893,30	215,15	8.678,15	71.108,49
20	3492,9	2,72	9.508,72	225,91	9.282,81	80.391,30
21	3458,0	2,94	10.166,72	237,20	9.929,52	90.320,82
22	3423,4	3,18	10.870,26	249,06	10.621,19	100.942,01
23	3389,2	3,43	11.622,48	261,52	11.360,96	112.302,97
24	3355,3	3,70	12.426,75	274,59	5.000,18	117.303,15
25	3321,7	4,00	13.286,69	288,32	12.998,36	130.301,51
26	3288,5	4,32	14.206,12	302,74	13.903,39	144.204,89
27	3255,6	4,67	15.189,19	317,88	14.871,31	159.076,21
28	3223,1	5,04	16.240,28	333,77	15.906,51	174.982,72
29	3190,9	5,44	17.364,11	350,46	17.013,65	191.996,37
30	3158,9	5,88	18.565,70	367,98	18.197,72	210.194,09

Analisando a tabela 13, encontra-se o tempo de retorno do investimento (encontrado quando o fluxo de caixa acumulado passa do valor negativo para o valor positivo) estimado para antes do término do sexto ano após a instalação do sistema. É possível também notar que, caso o sistema dure os 30 anos projetados, o montante livre acumulado no fluxo de caixa, ou seja, a quantia que será salva com energia elétrica até lá, será de R\$ 210.194,09.

3.5. Instalação

A instalação ocorreu quase exatamente como projetado, com exceção da posição dos módulos fotovoltaicos. Como a visita técnica na unidade consumidora foi realizada no mês de dezembro, a área de sol (sem sombra) no telhado era muito maior do que no mês da instalação, devido à posição do sol no céu (que está mais baixo no inverno). Devido a esse fator, a posição de 2 módulos precisou ser alterada de última hora, no dia da instalação. A seguir, serão apresentadas algumas fotos da instalação.

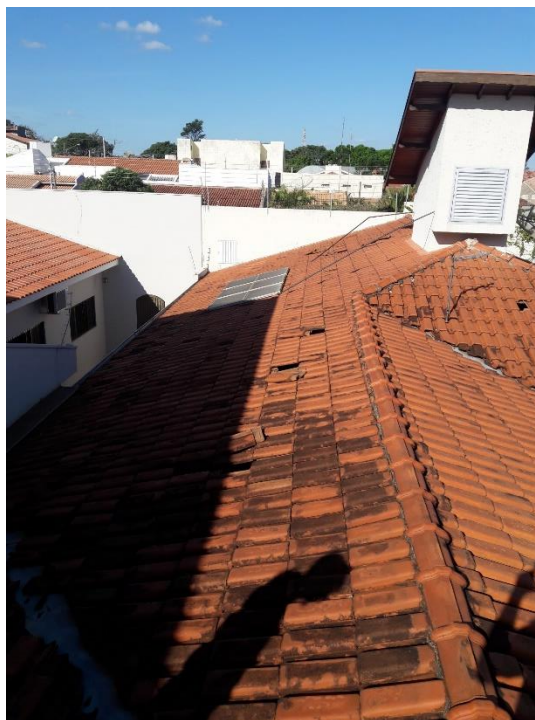


Figura 18: água de telhado onde foram instalados os módulos fotovoltaicos.



Figura 19: estruturas de fixação e linhas de vida.



Figura 20: içamento dos módulos fotovoltaicos.



Figura 21: içamento dos módulos fotovoltaicos.



Figura 22: arranjo fotovoltaico instalado.



Figura 23: estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos.



Figura 24: conectores MC4 para interligação do arranjo fotovoltaico ao inversor.



Figura 25: montagem do sistema de condicionamento de potência e proteção.



Figura 26: detalhamento das ligações de entrada e saída do inversor.

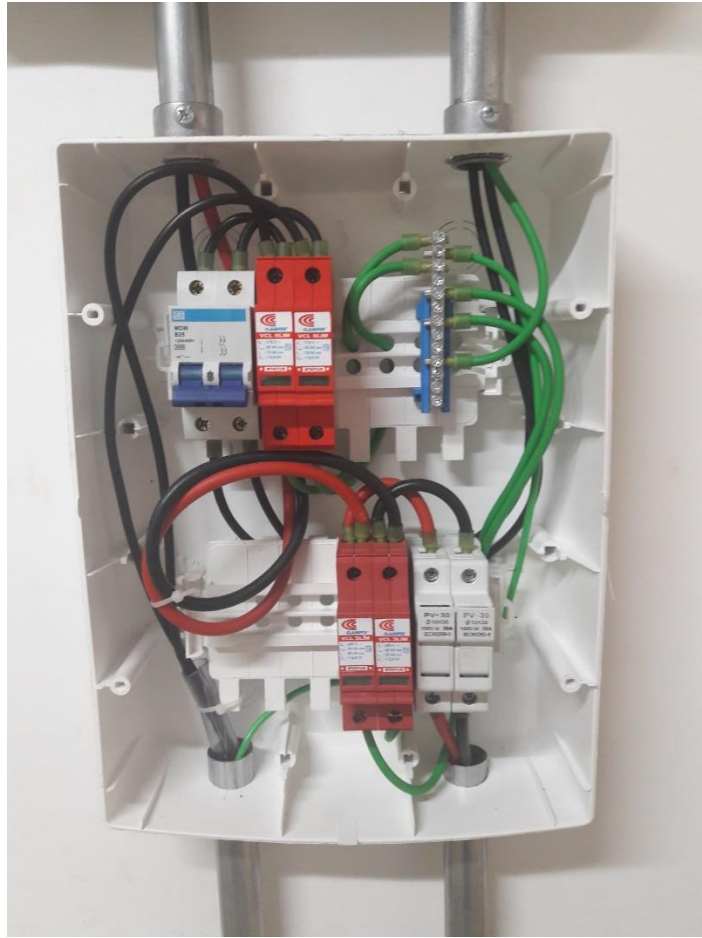


Figura 27: detalhamento da *stringbox*.

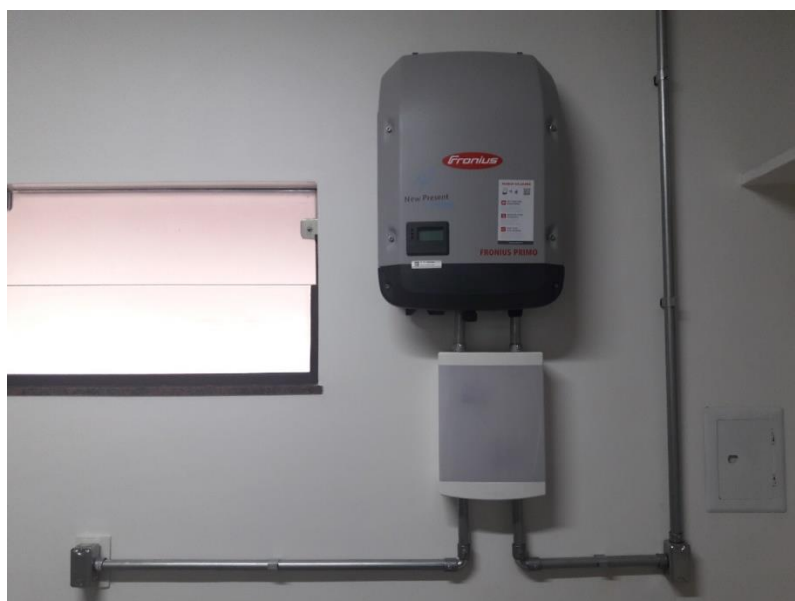


Figura 28: sistema de condicionamento de potência e proteção finalizados.

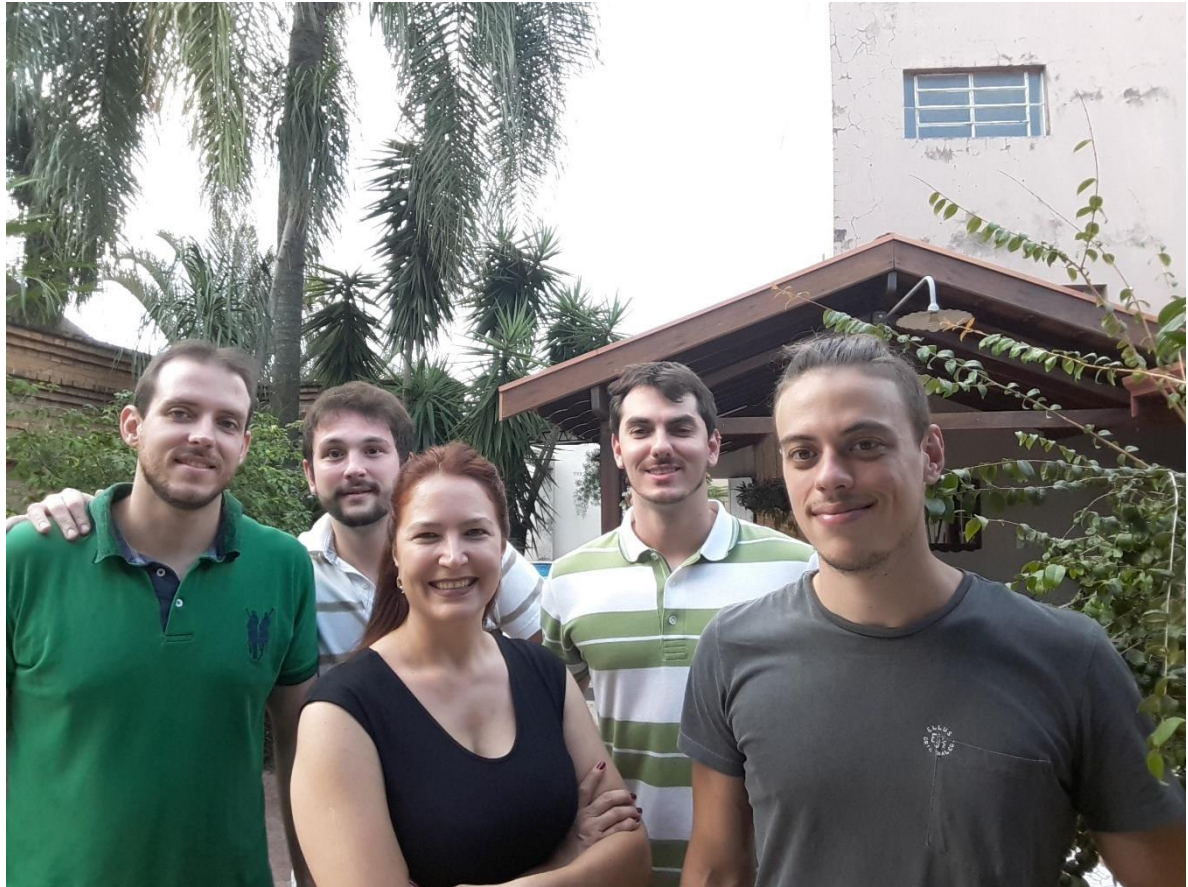


Figura 29: da esquerda para a direita, os envolvidos na instalação (Alexandre, Luís Adolfo, Matheus e Gustavo) e, na frente, a dona da unidade consumidora que recebeu o sistema (Márcia Rossi).

4. CONCLUSÃO

Todos os cálculos de projeto foram realizados com margens de segurança suficientes para evitar falhas do inversor ou dos dispositivos de proteção. Os cálculos para análise financeira também foram feitos com valores pessimistas quando comparados aos valores aconselhados pelas referências utilizadas, considerando desde elevados fatores de perda de geração até baixas inflações energéticas (abaixo da inflação média), para garantir a veracidade da estimativa. O fluxo de caixa apresentou valores satisfatórios, resultando em um tempo de retorno sobre o investimento de menos de 6 anos, valor esse que representa menos de 20% da vida-útil do sistema, caso ele dure os 30 anos projetados.

A instalação de um sistema fotovoltaico no Brasil já é uma realidade completamente rentável e viável que, além de desafogar o sistema de distribuição das concessionárias, proporciona benefícios ao meio ambiente e também ao investidor que adquirir tal sistema de geração de energia. Qualquer unidade consumidora, desde que tenha um consumo maior do que o custo de disponibilidade da mesma, apresenta possibilidade rentável de instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, podendo variar de pequenas casas em conjuntos habitacionais até gigantescas plantas industriais.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY – EPA. Sources of Greenhouse Gas Emissions. 2015. Disponível em: <<https://www.epa.gov/ghgemissions/sources-greenhouse-gas-emissions>>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [2]. PENA, Rodolfo F. Alves. "Fontes renováveis de energia"; Brasil Escola. Disponível em <<http://brasilestola.uol.com.br/geografia/fontes-renovaveis-energia.htm>>. Acesso em 07 de junho de 2017.
- [3]. INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – INEE. O que é geração distribuída. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [4]. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa 482. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [5]. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa 687. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [6]. LABORATÓRIO DE ENERGIA SOLAR - LABSOL (Porto Alegre/RS). Radiasol 2. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/>>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [7]. CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO – CRESEB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Prc-prodeem, 2004. 207 p. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2004.pdf>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [8]. DEPARTMENT OF ENERGY AND MINERAL ENGINEERING. Sky Dome and Projections. Disponível em: <<https://www.e-education.psu.edu/eme810/node/534>>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [9]. SOLAR AND WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT – SWERA. Disponível em: <<https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=z0JMes%5Bv%5D=t&bL=groad&cE=0&lR=0&mC=-15.749962572748755,-47.4609375&zL=4>>. Acesso em: 07 jun. 2017.

- [10]. INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS - INPE. Atlas Brasileiro de Energia Solar. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [11]. GREEN RHINO ENERGY. Energy Yield and Performance Ratio of Photovoltaic Systems. Disponível em: <http://www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies/pv_energy_yield.php>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [12]. INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA - INMET. Normais climatológicas do Brasil. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/normaisClimatologicas>>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [13]. SOUZA, Ronilson di. O sol como fonte de energia. In: SOUZA, Ronilson di. O sol como fonte de energia. Ribeirão Preto/SP: Blue Sol Energia Solar, 2016. p. 15.
- [14]. ELEKTRO. ND.10: Fornecimento de energia elétrica em tensão secundária a edificações individuais. Campinas/SP: Diretoria de Operações, 2015. Disponível em: <<http://www2.elektro.com.br/IsoSystemDoc/Download.aspx?fileID=12257>>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [15]. ELEKTRO. ND.16: Postes e caixas para medição de energia elétrica de unidades consumidoras. Campinas/sp: Diretoria de Operações, 2016. Disponível em: <<http://www2.elektro.com.br/IsoSystemDoc/Download.aspx?fileID=74371>>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [16]. ELEKTRO. ND.64: Conexão entre microgeração e minigeração distribuída em baixa tensão e a rede de distribuição. Campinas/sp: Diretoria de Operações, 2016. Disponível em: <<http://www2.elektro.com.br/IsoSystemDoc/Download.aspx?fileID=110958>>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [17]. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. PRODIST: Procedimentos de distribuição. 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 07 jun. 2017.

- [18]. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR-5410: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro/RJ: ABNT, 2008.
- [19]. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR-5419: Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas. Rio de Janeiro/RJ: ABNT, 2015.
- [20]. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 1010-1: Safety Requirements for Electrical Equipment for Measurement, Control and Laboratory Use. North Carolina: IEC, 1996.
- [20]. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 60364:2017: Low voltage electrical installations. North Carolina: IEC, 2017.
- [22]. CANADIAN SOLAR. Datasheet módulos MAXPOWER CS6U. Disponível em: <http://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.5/na/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6U-P-v5.51na.pdf>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [23]. FRONIUS. Datasheet inversor interativo Primo 4.0-1. Disponível em: <https://www.fronius.com/cps/rde/xbcr/SID-0125309F-9BC0939F/fronius_international/SE_DOC_DBL_Fronius_Prime_EN_412642_snapshot.pdf>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [24]. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa 414. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 07 jun. 2017.
- [25]. NAKABAYASHI, RENNYO. Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica. 2015. Tese de Doutorado. Tese de Mestrado, Instituto de Energia e Ambiente da USP, São Paulo.