

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA

José Ronaldo de Alcantara

**Estudo de caso de sistema fotovoltaico em microgeração distribuída com
inversor ON-GRID na cidade de São Paulo**

São Paulo

Novembro de 2023

JOSÉ RONALDO DE ALCANTARA

**Estudo de caso de sistema fotovoltaico em microgeração distribuída com
inversor ON-GRID na cidade de São Paulo**

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como forma de avaliação do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Energia Solar Fotovoltaica

Orientador: Professor Msc. Alvaro Nakano

São Paulo

Novembro de 2023

Alcantara, Jose Ronaldo

Estudo de caso de sistema fotovoltaico em microgeração distribuída com inversor ON-GRID na cidade de São Paulo / J. R. Alcantara -- São Paulo, 2023.
100 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Energia Solar 2.Estudo de caso I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

DEDICATÓRIA

À toda família em especial a minha esposa por sua paciência e companheirismos que sempre esteve a meu lado dando apoio durante esta trajetória de dois anos.

A meus filhos, que muito me deram força e sempre me motivaram nesta conquista, que esta monografia seja um incentivo a mais a se dedicarem a seus estudos.

AGRADECIMENTOS

À Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, pela estrutura durante a minha formação.

Ao Programa de Educação Continuada (PECE), em especial à coordenação do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, pela oportunidade de realização do curso.

Ao professor Alvaro Nakano, que aceitou meu pedido de supervisão e durante todo o período de elaboração da monografia se fez presente, direcionando e apoiando a construção deste trabalho de maneira satisfatória. Além dos ensinamentos e conselhos que foram de extrema importância.

Aos docentes do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, que contribuíram para meu crescimento científico e intelectual, em especial ao professor Cláudio Roberto de Freitas Pacheco, pela incrível didática durante as aulas, possibilitando uma base sólida para o desenvolvimento do presente trabalho.

LISTA DE SIMBOLOS E ABREVIATURAS

E_{GFV}	Energia gerada, em kWh/dia
I_{mp}^0	Corrente em potência máxima
I_{sc}^0	Corrente de curto-circuito
I_{sc}	Corrente de curto-circuito do projeto
GWp	Giga Watts pico
GWh/ano	Giga Watts hora por ano
G_T	Radiação solar média no plano de célula
MWp	Mega Watts pico
P_{mp}	Potência máxima nominal
T_a	Temperatura ambiente
T_c	Temperatura da célula
T_c^*	Temperatura nominal de operação da célula STC
V_{mp}^0	Tensão em potência máxima
V_{oc}^0	Tensão de circuito aberto
V_{mp}	Tensão em potência máxima do projeto
V_{oc}	Tensão de circuito aberto do projeto
Wp	Watt pico
Wh/m^2	Watts pico por metro quadrado
W/m^2	Watts por metro quadrado
γ_{mp}	Coefficiente de temperatura P_{mp}
γ_{oc}	Coefficiente de temperatura V_{oc}
γ_{sc}	Coefficiente de temperatura I_{sc}
η_{inv}	Rendimento do inversor, em %

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Distribuição espectral da radiação solar	20
Figura 2.2 - Variação da radiação solar extraterrestre com a época do ano	21
Figura 2.3 - Massa de ar e componentes da radiação solar	22
Figura 2.4 - Declinação solar.....	24
Figura 2.5 - Ângulos de incidência solar e ângulo zenital	25
Figura 2.6 - Estrutura de banda de energia em semicondutor	27
Figura 2.7 - Efeito fotovoltaico em uma célula fotovoltaica de silício.....	27
Figura 2.8 - Componentes sistema fotovoltaico ON-GRID	30
Figura 2.9 - Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica de silício	33
Figura 2.10 - Efeito da irradiação solar na curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício na temperatura de 25 °C	34
Figura 2.11 - Efeito da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V para condições-padrão (STC)	35
Figura 2.12 - Potência elétrica em função da tensão de uma célula fotovoltaica para condições-padrão (STC)	36
Figura 2.13 - Módulos fotovoltaicos conectados em série.....	37
Figura 2.14 - Módulos fotovoltaicos conectados em paralelo.....	38
Figura 2.15 - Inversor string conectado à rede.....	39
Figura 2.16 - Inversor central conectado à rede.....	41
Figura 2.17 - Micro inversor conectado à rede	42
Figura 2.18 - Faixa de operação do inversor.....	44
Figura 3.1 - Características arquitetônicas da edificação	56
Figura 3.2 - Foto da edificação obtida da google Earth	57
Figura 3.3 - Ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos	57
Figura 3.4 - Ponto de conexão com a rede	58
Figura 3.5 - Simulação de sombreamento, estudo inicial	66
Figura 3.6 - Simulação da projeção do sol do dia 16 de fevereiro.....	67
Figura 3.7 - Simulação da projeção do sol do dia 17 de julho	67
Figura 3.8 - Layout do arranjo fotovoltaico	70
Figura 3.9 - Resultados da verificação da faixa operação do inversor	77
Figura 3.10 - Diagrama de bloco dos trechos circuitos DC e CA	78
Figura 3.11 - Seleção da seção condutores A1 ao A4 utilizando a tabela C3.....	81
Figura 3.12 - Seleção da seção condutores B1 e B2 utilizando a tabela C10	81

Figura 3.13 - Seleção da seção do condutor C utilizando a tabela 37	83
Figura 3.14 - Seleção da seção do condutor D utilizando a tabela 37	84
Figura 3.15 - Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico.....	89
Figura 4.1 - Gráfico do tempo de retorno do investimento	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Eficiência das células fotovoltaicas, de laboratório até 2020, NREL	28
Tabela 2.2 - Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras ...	54
Tabela 2.3 - Requisitos mínimos em função da potência instalada, ANEEL	55
Tabela 3.1 – Irradiação solar no plano horizontal e plano inclinado 24°	59
Tabela 3.2 - Dados de isolação média dos meses do ano e média anual	61
Tabela 3.3 - Dados de temperatura da cidade de São Paulo	63
Tabela 3.4 – Estimativa do consumo médio diário	64
Tabela 3.5 - Estimativa do consumo médio mensal	65
Tabela 3.6 - Especificações técnicas do modulo escolhido para o projeto	69
Tabela 3.7 - Valor da energia fornecida a rede	71
Tabela 3.8 - Especificações do inversor escolhido para o projeto.....	74
Tabela 4.1 - Balanço de energia entre energia fornecida e energia consumida média mensal.....	90
Tabela 4.2 - Estimativa de custo da instalação	91
Tabela 4.3 - Fluxo de caixa do retorno de investimento	93

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVO GERAL.....	17
1.1.1	Objetivo específico.....	17
1.2	METODOLOGIA	18
2	REVISÃO BIBLIOGRAFICA.....	19
2.1	RADIAÇÃO SOLAR.....	19
2.1.1	Espectro da radiação solar	19
2.1.2	Movimento do Sol	23
2.2	ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	26
2.2.1	Efeito fotovoltaico.....	26
2.2.2	Tipos de células fotovoltaicas	28
2.3	SISTEMA FOTOVOLTAICO ON-GRID.....	29
2.3.1	Células e módulos fotovoltaicos.....	31
2.3.1.1	Características elétricas dos módulos fotovoltaicos	31
2.3.1.2	Arranjo de módulos fotovoltaicos.....	37
2.3.2	Inversores	38
2.3.2.1	Inversores strings	39
2.3.2.2	Inversores centrais	40
2.3.2.3	Micro inversores	42
2.3.3	Características do Inversor	43
2.3.3.1	Faixa de operação do inversor	43
2.3.3.2	Eficiência do Inversor	44
2.3.3.3	Entrada MPPT.....	45
2.3.3.4	Inversores ON-GRID	45
2.3.3.5	Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)	46
2.4	REGULAMENTOS E NORMAS.....	47
2.4.1	Aspectos e definições da LEI 14.300/2022	47

2.4.2	Classificação dos consumidores.....	50
2.4.2.1	Grupos e subgrupos.....	50
2.4.2.2	Postos tarifários.....	50
2.4.2.3	Modalidades tarifárias.....	51
2.4.2.4	Bandeiras tarifárias.....	52
2.4.2.5	Aspectos da tarifa de energia elétrica.....	53
2.4.3	Resoluções e Procedimentos da ANEEL.....	53
3	ESTUDO DE CASO.....	56
3.1	DADOS PRELIMINARES DE PROJETO.....	56
3.2	POTENCIAL SOLAR DA REGIÃO.....	58
3.3	ESTIMATIVA DE ENERGIA CONSUMIDA.....	63
3.4	SIMULAÇÃO DE SOMBREAMENTO.....	65
3.5	DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO.....	68
3.6	DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR.....	73
3.7	PROJETO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS.....	77
3.7.1	Dimensionamento dos condutores.....	78
3.7.1.1	Cabos dos series fotovoltaicas e subarranjo DC.....	80
3.7.1.2	Cabos de baixa tensão CA.....	82
3.7.2	Dimensionamento dos dispositivos de proteção.....	85
3.7.2.1	Dispositivos de proteção dos circuitos DC.....	86
3.7.2.2	Dispositivos de proteção dos circuitos CA.....	87
3.7.3	Especificações do sistema fotovoltaico.....	88
4	RESULTADOS E ANÁLISE.....	90
4.1	RESUMO DOS RESULTADOS.....	90
4.2	ORÇAMENTO.....	91
4.3	VIABILIDADE ECONÔMICA.....	92

5	CONCLUSÃO	95
----------	------------------------	-----------

RESUMO

Em decorrência das alterações climáticas no planeta causadas pelas altas emissões de CO₂ os desastres naturais tornaram cada vez mais frequentes. Isto ocorre em consequência de uma matriz energética global que ainda é predominantemente de fontes não renováveis. Diante desta realidade, o *trade off* que a sociedade enfrenta atualmente está associado às necessidades de mudanças nos seus padrões de consumo de energia nesse cenário, as fontes renováveis terão a preferência na transformação da matriz elétrica global. Do ponto de vista do ciclo de vida do planeta terra, a energia solar é um dos recursos mais importantes para sustentabilidade dos seus habitantes. O Brasil, devido a sua localização próximo a linha do equador, conta com níveis de insolação favoráveis aos sistemas fotovoltaicos. A importância da Geração Distribuída (GD) para o Sistema Interligado Nacional (SIN) tem sido muito discutida, sobretudo no ano de 2023 visto que entram em vigor novas regras de tributação a serem consideradas para os sistemas ON-GRID. Neste novo contexto, pesa sobre os projetos de microgeração a reavaliação econômica dos investimentos quanto ao PAYBACK, e por isso os projetos devem ter uma base de dados confiável. O projeto terá como base um empreendimento de hospedagem (hotel) em São Paulo, com localização e dimensões de áreas de instalação dos módulos fotovoltaicos bem definidas e orientados para o norte geográfico. Para os cálculos de energia, serão utilizados os dados irradiação média diária mensal disponibilizados pelo sistema Sundata do CRESESB. Um dos componentes de um sistema fotovoltaico é o conversor DC/AC ou inversor, sendo que a especificação correta deste equipamento é imprescindível para qualidade que se deseja alcançar em um projeto de sistemas fotovoltaicos, neste caso para os inversores ON-GRID. Diante do cenário apresentado, o presente trabalho demonstrará o desenvolvimento de um projeto de um Sistema de Microgeração Distribuída com demonstração da análise técnica e econômica, mediante apresentação de cálculos da VPL, TIR e Payback, para uma edificação de um hotel localizada na região sul da cidade de São Paulo/SP.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica; Microgeração distribuída; Inversores ON-GRID;

ABSTRACT

Due to the climate changes, caused by high carbon emissions, natural disasters have become increasingly frequent. This is a result of a global energy matrix that is still predominantly based on non-renewable sources. Faced with this reality, the trade-off that society is currently dealing with is associated with the need to change its energy consumption patterns. In this scenario, renewable sources will have preference in the transformations of the global electrical matrix. From the perspective of the planet Earth's life cycle, solar energy is one of the most important resources for the sustainability of its inhabitants. Brazil, due to its location near the equator, benefits from favorable insolation levels for photovoltaic systems. The importance of Distributed Generation (DG) for the National Interconnected System (NIS) has been widely discussed, especially in the year of 2023, as new taxation rules come into effect for ON-GRID systems. In this new context, microgeneration projects must reassess their economic investments in terms of PAYBACK, and therefore, projects must have a reliable database. This project will be based on a lodging facility (hotel) venture in São Paulo, with well-defined location and dimensions for the installation of photovoltaic modules oriented towards the geographic north. For energy calculations, monthly average daily irradiation data provided by the CRESESB's Sundata system will be used. One of the components of a photovoltaic system is the DC/AC converter (or inverter), and the correct specification of this equipment is essential for achieving the desired quality in a photovoltaic system project, especially for ON-GRID inverters. In light of the presented scenario, this paper will demonstrate the development of a Distributed Microgeneration System project, providing technical and economic analysis through the presentation of calculations for NPV, IRR, and Payback, for a hotel building located in the southern region of the city of São Paulo, SP.

Keywords: Photovoltaic solar energy; Distributed microgeneration; On-grid inverters

1 INTRODUÇÃO

Em decorrência das alterações climáticas no planeta causadas pelas altas emissões de CO₂ os desastres naturais tornaram cada vez mais frequentes. Diante desta realidade, o *trade off* que a sociedade enfrenta atualmente está associado às necessidades de mudanças em seus padrões de consumo de energia, isso significa que em um futuro próximo as fontes renováveis terão a preferência na transformação da matriz elétrica global *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2019).

O acordo de Paris, aprovado por 195 países durante a COP21, teve como objetivo central a redução do aquecimento global. No ano de 2016 foi proposto uma redução de 3,5% das emissões globais de CO₂ no horizonte de 2050. Nesse contexto a transformação da matriz energética global ganha importância e os projetos com tecnologias de baixo carbono e energia renováveis terão um papel fundamental para que essas metas sejam alcançadas. Conforme projeções futuras da energia solar fotovoltaica do relatório IRENA (2019), em 2050, as fontes renováveis e a fonte solar fotovoltaica contribuirá com 8.519GW para a capacidade total instalada da matriz elétrica global. Os dados indicam também que o impacto na redução das emissões de CO₂ representará 21% em 2050 (IRENA, 2019).

Segundo o relatório de emissões de CO₂ da *International Energy Agency* (IEA, 2021), em decorrência da normalização do setor industrial e edifícios comerciais, após o COVID-19, diante do uso de fontes térmicas para geração de energia elétrica somado à redução da capacidade das hidrelétricas e a escassez hídrica, o setor atingiu emissões de CO₂ de aproximadamente 14,6Gt no ano de 2021, cerca de 500Mt maior que 2019. O mesmo relatório destaca o recorde positivo das fontes renováveis de 8000TWh, com uma contribuição para matriz elétrica global de 220Mt menor nas emissões de CO₂ no planeta.

O consumo de energia procedente de fontes não renováveis no mundo foi de 85%, já no Brasil, as fontes não renováveis contribuíram com 51,6% na matriz de consumo energético do país. Se tratando da matriz de geração elétrica mundial, na qual as fontes contribuem para geração de energia elétrica. A matriz de geração elétrica mundial no ano de 2020, teve as fontes não renováveis com uma participação de 71,4%, matrizes energéticas como o carvão mineral contribuiu com 35%, já em âmbito nacional as fontes não renováveis corresponderam a 17,1% na matriz de geração elétrica nacional. (EPE, 2020).

No contexto atual, o Brasil tem um papel de destaque na matriz energética mundial devido ao mix de fontes de energia disponíveis em sua matriz de geração. Segundo dados do balanço energético nacional (BEN, 2022), destacam-se as fontes renováveis que tiveram um papel importante na expansão da matriz elétrica nacional, superando 8GW de capacidade em 2021. No entanto, os dados mostram uma redução da participação das fontes renováveis na matriz elétrica do país que atingiu 78,1% no ano de 2021, comparado ao ano de 2018 em que a participação foi de 83,3%. Os dados demonstram que diante da base da matriz elétrica do Brasil ser extremamente dependente dos recursos hídricos em tempos de escassez hídrica, recorre o acionamento das termelétricas, cuja energia é oriunda de fontes não renováveis o que culmina no aumento do custo da energia.

A energia fotovoltaica possui um papel importante para matriz elétrica do Brasil e do mundo diante da expansão do uso dessa fonte de energia renovável na geração distribuída (GD). No que diz respeito à microgeração, a principal vantagem do sistema fotovoltaico é sua fácil instalação no local de consumo da energia, além da não emissão de ruído e exigência de baixa manutenção. Os módulos fotovoltaicos são responsáveis pela conversão da energia solar em eletricidade e podem ser instalados em telhados, lajes ou no solo. Os projetos podem ser configurados para atender a uma ampla gama de necessidades dos consumidores e garante soluções para edifícios residenciais, comerciais e industriais que são abastecidos pela rede no regime de contrato do mercado cativo de energia (IEA, 2022). É importante destacar que os projetos homologados a partir do ano de 2023, passam a arcar com a taxa do fio B, conforme a lei 14.300/2023.

Segundo Simões Moreira (2021), a fase inicial de projeto de um empreendimento de sistemas solar fotovoltaicos passa primeiramente por um diagnóstico do local de instalação que envolve o estudo do potencial energético solar disponível e a vistoria de possíveis interferências prejudiciais ao desempenho do sistema, integrando a avaliação de viabilidade técnica e econômica do projeto. Na sequência, serão elaborados o dimensionamento dos componentes do gerador fotovoltaico através do método do número de horas de sol pleno (HSP) do CRESESB, que pode ser aplicado em locais em que há possibilidade de instalação dos painéis fotovoltaicos, orientados para o norte geográfico, sendo que a irradiação incidente já é fornecida para o plano horizontal ou no plano inclinado cujo ângulo seja próximo a latitude local.

O regulamento da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL,2023) define que para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, a energia que for gerada no local e por conseguinte injetada na rede, dispõe que o cliente pode receber posteriormente o saldo na forma de crédito na conta de energia elétrica, que será uma base para análise do retorno do investimento. Portanto, para determinar a estimativa do consumo médio anual de energia em (kWh) deste estudo de caso, será adotado o método proposto pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), que consiste no levantamento das cargas e seu tempo de uso.

Vale ressaltar que, no retorno dos créditos da energia injetada na rede, o valor será estabelecido seguindo os critérios da lei 14.300, que se refere ao sistema de compensação de energia elétrica, que estabelece as regras a serem seguidas pelas concessionárias locais, em vigor a partir de 2023.

Por fim, o presente estudo de caso apresentará junto ao projeto uma análise de PAYBACK, com a demonstração do retorno do investimento ao longo de sua vida útil que tem duração média prevista de 25 anos. Para a análise do investimento de projeto de energia renovável, será apresentado um fluxo de caixa líquido, em conjunto com a realização dos cálculos do VPL, TIR e PAYBACK.

1.1 OBJETIVO GERAL

Desenvolver um estudo de caso de microgeração fotovoltaica, com inversor central ON-GRID, conectado à rede pública de distribuição, para um edifício (Hotel) composto por 4 pavimentos, com 12 quartos por pavimento, sendo 48 quartos no total. O empreendimento novo está localizado na zona sul de São Paulo.

1.1.1 Objetivo específico

- Visita técnica no local para levantamento das possíveis interferências, antes de implantação do sistema.
- A avaliação do potencial dos recursos solares para as coordenadas geográficas, latitude e longitude do projeto, a partir de informações obtidas no site do CRESESB.

- Determinação do consumo médio anual em (kWh) da edificação, para base de cálculo de retorno do investimento.
- Dimensionamento dos componentes do sistema fotovoltaico.
- Elaboração do projeto fotovoltaico: Planta de layout, diagrama com projeto das instalações elétricas.
- Elaboração da lista de materiais qualitativa e quantitativa, cotações de preços e composição de investimento total e incluindo custos de serviços.
- Análise de viabilidade econômica do projeto: Payback e TIR, considerando variáveis de manutenção, taxas e vida útil.

1.2 METODOLOGIA

A metodologia proposta estabelece as etapas para o desenvolvimento de um estudo aplicado a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede para uma edificação localizada no estado de São Paulo.

As etapas da metodologia que abrangem desde os aspectos técnicos até a análise de investimentos estão descritas a seguir:

- Pesquisa de literaturas e normas que envolve o dimensionamento de um micro gerador conectado à rede com inversor ON-GRID.
- Pesquisar a literatura de módulos fotovoltaicos, as tecnologias existentes no mercado brasileiro e no mundo.
- Pesquisar a literatura dos diversos tipos de inversores em especial inversores ON_GRID, as tecnologias existentes no mercado brasileiro e no mundo.
- Determinar o potencial energético do local de instalação, verificar área disponível para a instalação dos módulos fotovoltaicos, consultar os níveis radiação solar no CRESESB.
- Realizar a simulação computacional com *software* PVsyst, análise de sombreamento.
- Realizar análise de investimento, através dos VPL, TIR e PAYBACK descontado.

2 REVISÃO BIBLIOGRAFICA

2.1 RADIAÇÃO SOLAR

Neste primeiro tópico será brevemente analisada a natureza do espectro da radiação emitida pelo sol que incide na atmosfera terrestre. Nessa análise será incluída as considerações geométricas, ou seja, a direção a partir da qual o feixe de radiação solar é recebido assim como seu ângulo de incidência em várias superfícies e a quantidade de radiação no plano inclinado fixo em um ponto da terra.

2.1.1 Espectro da radiação solar

O Sol é uma esfera composta de matéria intensamente quente, com diâmetro de 1 392 700 km e está, em média, a uma distância de 149.600.000 km da Terra. Conforme medições feitas por astrônomos usando as leis da física, a temperatura na superfície do Sol, chamada fotosfera, resultou em cerca de 5.778K e se aproxima muito de um corpo negro (Lei de Stefan-Boltzmann). Entretanto os cientistas avaliam que o valor da temperatura na superfície do sol é de aproximadamente 5800K (Duffie e Beckman, 2012).

Segundo Duffie & Beckman (2012) e Iqbal (1983), a radiação solar extraterrestre emitida pelo Sol é o resultado composto das diversas camadas que refletem e absorvem radiação de diferentes comprimentos de onda, dando origem a distribuição do espectro da radiação solar, conforme pode ser observado na Figura 2.1, denominado de constante solar G_{sc} e, sua unidade é W/m^2 . Após medições realizadas por três vôos de foguetes a radiação solar recebida em uma superfície perpendicular à direção de propagação da radiação na distância média Terra-Sol fora da atmosfera, foram 1367, 1372 e 1374 W/m^2 , entretanto o valor médio padrão a ser adotado é 1.367 W/m^2 , segundo a *World Radiation Center (WRC)* (Duncan, 1982).

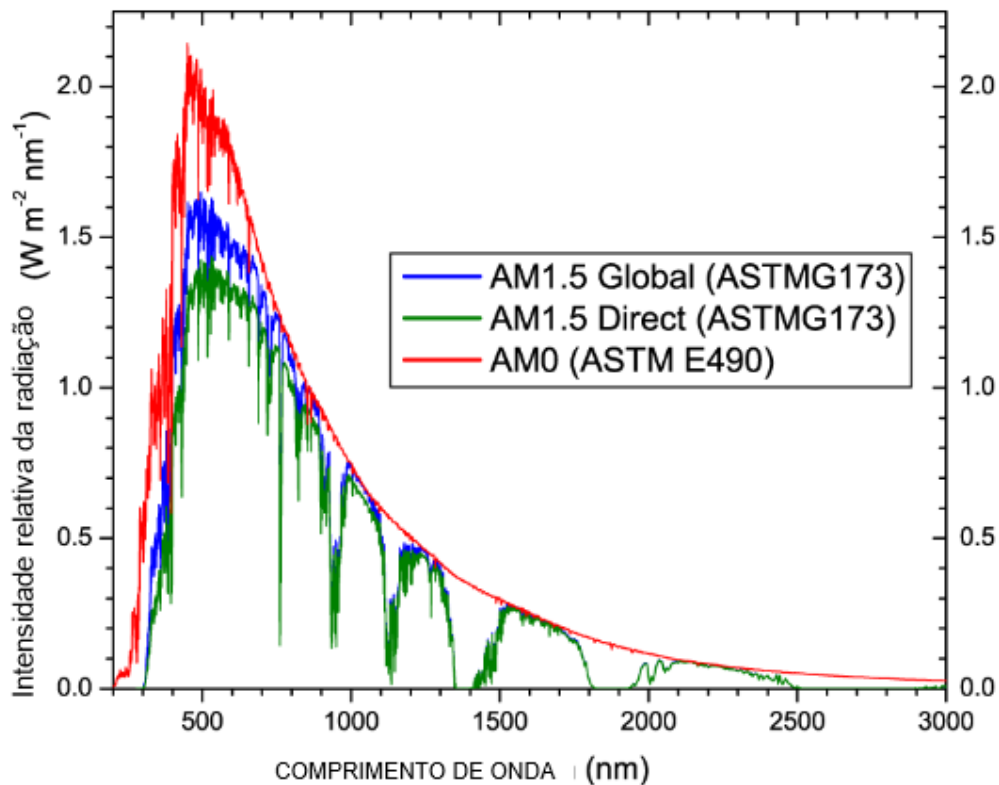


Figura 2.1 - Distribuição espectral da radiação solar
 Fonte: Honsberg e Bowden, (2019), tradução do autor

A variação da distância Terra-Sol leva a uma variação do fluxo de radiação extraterrestre na faixa de 3,3% conforme o estudo de Spencer (1971) e Iqbal (1983). Uma expressão simplificada por Simões Moreira (2021) que define os efeitos causados pela dependência da radiação extraterrestre em relação a época do ano, como mostrado na Figura 2.2, de modo a se chegar a maior precisão nos cálculos de engenharia através da Equação (2.1).

$$G_0 = G_{sc} * [1 + 0.033 * \cos * (\frac{360 * n}{365})] * \cos \theta_z \quad (2.1)$$

Onde:

G_0 é a irradiação extraterrestre sobre a superfície horizontal, em W/m^2 ;

G_{sc} é a constante solar igual a $1.367 W/m^2$;

n é o dia médio do ano;

A irradiação extraterrestre integrada diária sobre uma superfície horizontal (H_0) é calculada pela Equação (2.2).

$$H_0 = 2,75 \times 10^4 \times G_{SC} \left[1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{360 \times n}{365}\right) \right] \times \left[1,75 \times 10^{-2} \times \omega_s \times \sin \delta \times \cos \phi + \cos \delta \times \cos \phi \times \sin \omega_s \right] \quad (2.2)$$

Sendo:

ω_s o ângulo horário do pôr do sol;

δ a declinação solar;

ϕ a latitude local do projeto;

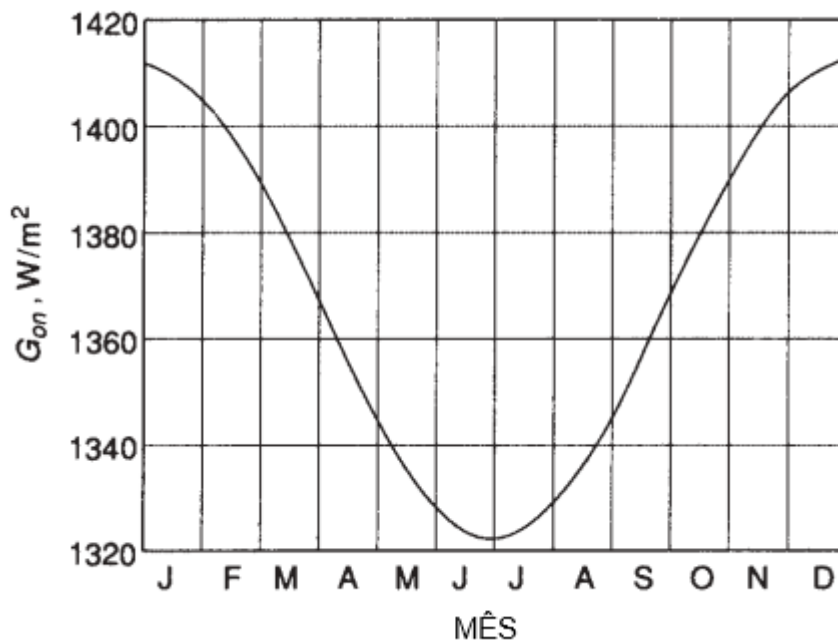


Figura 2.2 - Variação da radiação solar extraterrestre com a época do ano
 Fonte: Duffie & Beckman(2012)

Segundo Rayleigh e Mie (1899) a radiação solar ao entrar na atmosfera é afetada por efeitos, absorção, espalhamento e reflexão causado por gases e poeira. Gases específicos como ozônio (O₃), o dióxido de carbono (CO₂) e o vapor de água (H₂O), têm uma absorção muito elevada de fótons que possuem energias próximas das energias de ligação destes gases atmosféricos. O resultado dos efeitos é a alteração do conteúdo espectral da radiação solar e seu comprimento de onda e,

consequentemente, redução da potência de radiação com o surgimento da componente difusa na radiação solar (HONSBURG e BOWDEN, 2019).

De acordo com Riordan (1990), os valores da radiação solar sofrem modificações antes de chegarem à superfície terrestre, devido aos efeitos mencionados anteriormente. Isso significa que diferentes camadas da atmosfera são chamadas de coeficiente de *air mass* (AM) e seu valor é aproximadamente, igual à secante do ângulo zenital solar para ângulos inferiores a 60°; por exemplo, a massa de ar é 1,0 quando o sol está diretamente acima (zênite), 1,5 quando o sol está a 48,2° e 2,0 quando o sol está a 60°, mostrado na Figura 2.3.

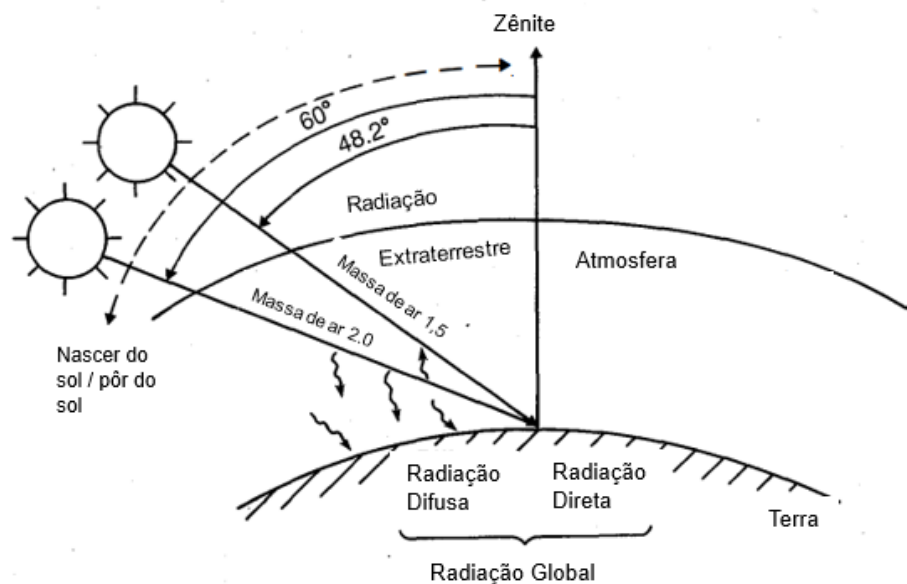


Figura 2.3 - Massa de ar e componentes da radiação solar
 Fonte: Riordan, 1990, tradução do autor

Uma expressão simples para massa de ar é dada por Kasten (1990) citado por Duffie e Beckman (2012) para todos os ângulos zenitais solares, dada pela Equação (2.3).

$$AM = \frac{1}{\cos\theta_z} \quad (2.3)$$

Onde:

AM é a massa de ar;

Θ_z é o ângulo zenital;

O espectro padrão de energia solar é padronizado conforme *American Society for Testing and Materials* (ASTM), AM1,5G normalizado para a intensidade de radiação global equivalente a 1000W/m^2 , recomendado para módulos fotovoltaicos.

2.1.2 Movimento do Sol

O movimento Sol, causado pela rotação da Terra em torno do seu eixo, altera o ângulo em que a componente direta da luz atinge a Terra. De um local fixo na Terra, o Sol parece se mover pelo céu, assim, a posição do Sol depende da localização de um ponto na Terra, da hora do dia e da época do ano.

O ângulo de declinação δ , é muito importante na aplicação da Engenharia de sistemas fotovoltaicos, pois seu valor determina variação sazonal devido à rotação da Terra em torno do seu eixo de rotação e a rotação da Terra em torno do Sol. Se a Terra não estivesse inclinada em seu eixo de rotação, a declinação seria sempre de 0° . O cálculo da variação do ângulo de declinação δ é dada pela Equação (2.4), conforme Cooper (1969).

$$\delta = 23,45 * \text{sen} \left[\frac{360}{365} * (284 + n) \right] \quad (2.4)$$

No entanto, a Terra está inclinada em $23,45^\circ$ e o ângulo de declinação varia o sinal de positivo ao negativo ao longo do período do ano, sendo que no solstício de verão a declinação corresponde a $23,45^\circ$ com sinal positivo e solstício de inverno corresponde a $23,45^\circ$ com sinal negativo. Somente nos equinócios de primavera e

outono o ângulo de declinação é igual a 0° . A rotação da Terra em torno do Sol e a mudança no ângulo de declinação são mostradas na Figura 2.4 (HONSBURG & BOWDEN, 2019).

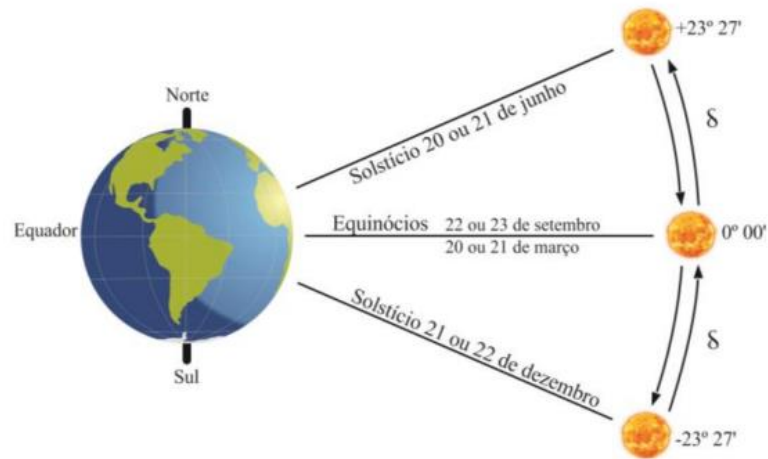


Figura 2.4 - Declinação solar
Fonte: Medeiros, 2020

Segundo Benford e Bock (1939) citado por Duffie & Beckman (2012) as relações geométricas entre um plano de qualquer orientação particular em relação à Terra, considerando qualquer momento, seja esse plano fixo ou em movimento em relação à Terra e o feixe de radiação solar incidente, ou seja, a posição do Sol em relação a esse plano, pode ser descrito em termos dos ângulos notáveis em energia solar. Assim, alguns ângulos estão indicados na Figura 2.5 e definem a posição do Sol e direção da radiação solar incidente no plano da Terra. O conhecimento destes ângulos é de extrema importância para a aplicação na Engenharia.

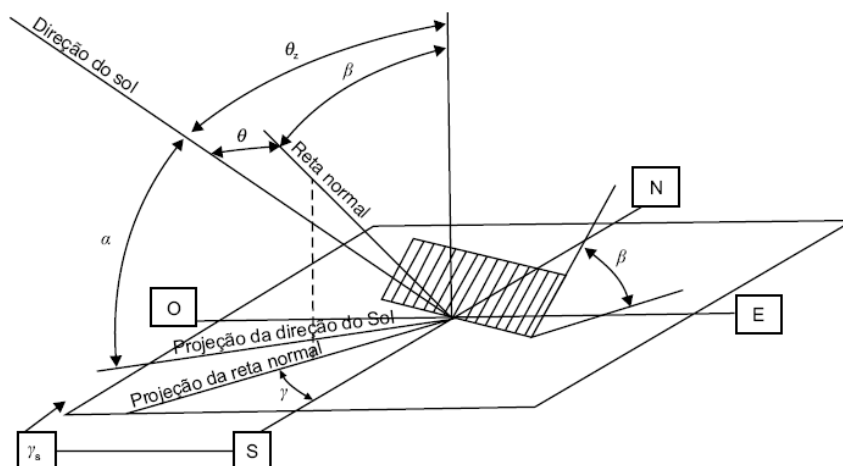


Figura 2.5 - Ângulos de incidência solar e ângulo zenital

Fonte: Moreira e Neto

Definições:

Latitude geográfica φ é a localização angular norte ou sul do equador, norte positivo; $-90^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$.

Ângulo de declinação δ é a posição angular do sol ao meio-dia solar em relação ao plano do equador, norte positivo; $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$.

Ângulo de inclinação β é o ângulo entre o plano da superfície em questão e a horizontal; $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$.

Ângulo azimutal da superfície γ é o ângulo entre o Norte geográfico e a projeção da reta normal à superfície no plano horizontal, com faixa de variação $-180^\circ \leq \gamma \leq +180^\circ$ e, por convenção, positivo no sentido leste, com Norte igual a 0° .

Ângulo horário ω é o deslocamento angular do Sol para leste ou oeste do meridiano local devido à rotação da Terra em seu eixo a 15° por hora; manhã negativa, tarde positiva.

Ângulo de incidência θ é o ângulo entre a radiação do feixe em uma superfície e a normal a essa superfície.

Ângulo zenital θ_z é o ângulo entre a vertical e a linha do sol, ou seja, o ângulo de incidência do feixe de radiação em uma superfície horizontal.

Ângulo de altitude solar α é o ângulo entre a horizontal e a linha do sol, ou seja, o complemento do ângulo zenital.

Ângulo azimutal solar γ_s é o ângulo entre o Norte geográfico e a projeção do raio solar (direção do sol) no plano horizontal, com faixa de variação $-180^\circ \leq \gamma_s \leq +180^\circ$ e, por convenção, positivo no sentido leste, com Norte igual a 0° .

2.2 ENERGIA FOTOVOLTAICA

2.2.1 Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico é a criação de uma corrente elétrica correspondente de um material semicondutor, após a sua exposição à luz. Este efeito é a base de funcionamento dos componentes eletrônicos denominados de células fotovoltaicas. No entanto converter a luz incidente na superfície de um semicondutor, em energia elétrica, está associada a resistência elétrica que varia para os diversos semicondutores.

A corrente e a tensão elétrica produzidas por um semicondutor é o resultado do campo elétrico gerado internamente ao semicondutor, o que se consegue através da junção *pn*. É este campo elétrico que faz os elétrons saltarem para a banda de condução e os tornando disponíveis para o circuito elétrico. Uma propriedade importante dos semicondutores fotovoltaicos de fato é por possuírem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução sem elétrons na temperatura do zero absoluto (PINHO e GALDINO, 2014).

A Figura 2.6 mostra a estrutura de separação que existente entre a banda de valência e a banda de condução, denominada de banda proibida, ou também *gap* de até 3 elétron volt, em materiais semicondutores.

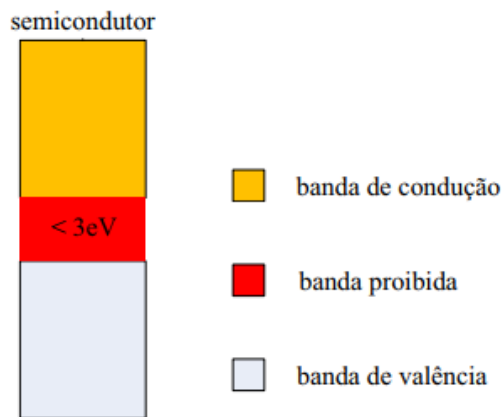


Figura 2.6 - Estrutura de banda de energia em semicondutor
 Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

A luz solar é composta de fótons, esses fótons contêm diferentes quantidades de energia que correspondem aos diferentes comprimentos de onda do espectro solar. Quando os fótons atingem uma célula fotovoltaica, de material semicondutor, eles podem ser refletidos ou absorvidos, ou podem passar direto. A Figura 2.7 representa o efeito fotovoltaico em uma célula fotovoltaica de silício. Quando isto acontece, é transferida a energia do fóton a um elétron em um átomo da célula de material de um semicondutor. Com essa nova energia, o elétron sai de sua posição original no átomo para tornar-se parte da corrente, em um circuito elétrico.

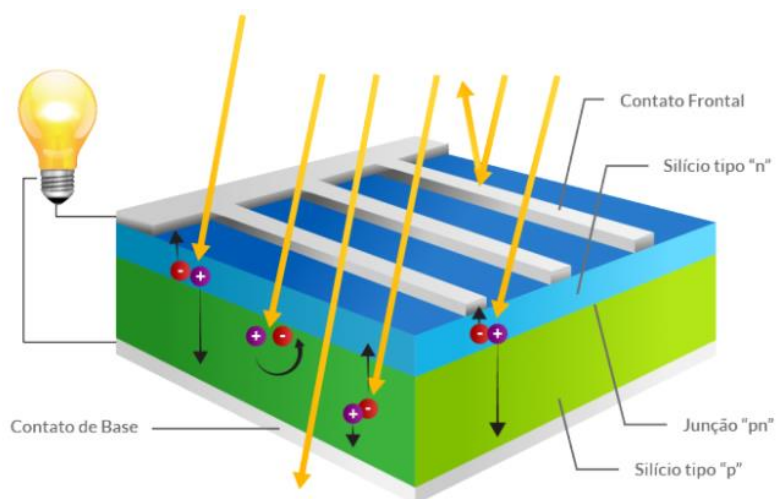


Figura 2.7 - Efeito fotovoltaico em uma célula fotovoltaica de silício
 Fonte: Bluesol

2.2.2 Tipos de células fotovoltaicas

Segundo Almeida (2012) é por meio da célula fotovoltaica, formada de material semicondutor, que há a conversão da energia solar em energia elétrica, constituídos por dispositivos que utilizam o efeito fotovoltaico. Entre os diversos materiais utilizados para a fabricação das células fotovoltaicas, destacam-se o silício monocristalino, o silício policristalino e os chamados filmes finos, como o silício amorfo, o silício microcristalino, o telureto de cádmio (CdTe), o disseleneto de cobre-índio-gálio (CuInGaSe₂), ou CIGS, o disseleneto de cobre-índio (CuInSe₂), ou CIS, e o arseneto de gálio (GaAs).

Segundo o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL, 2023) cerca de 95% dos módulos fotovoltaicos no mercado mundial usam silício monocristalino ou silício policristalino como semicondutor. As células de silício monocristalino são compostas de uma estrutura cristalina, e o silício policristalino é composto de muitos cristais diferentes. Os módulos monocristalinos são mais eficientes porque os elétrons se movem mais livremente para gerar eletricidade, mas as células policristalinas são mais baratas de fabricar.

O nível máximo de eficiência teórica para uma célula fotovoltaica de silício é de aproximadamente 32% em função da porção de luz solar que o semicondutor de silício é capaz de absorver acima do bandgap. Na Tabela 2.1 apresenta a eficiência média, medida em laboratório das principais tecnologias existentes no mercado mundial. Os melhores módulos fotovoltaicos para uso comercial têm eficiência em torno de 18% a 22%, mas os pesquisadores estão estudando como melhorar a eficiência e o rendimento energético e ao mesmo tempo, manter baixos os custos de produção (US DEPARTMENT OF ENERGY, 2023).

Tabela 2.1 - Eficiência das células fotovoltaicas, de laboratório até 2020, NREL

	Tecnologia	Eficiência (%)
Multijunção III - V (GaInP/GaInAs/Ge)	Junção tripla	39,5
	Junção dupla	32,5
	Junção quadrupla	47,6

Silício	Monocristalino	26,1
	Policristalino	23,3
	Filmes finos	21,2
Filmes finos	CIGS	23,6
	CdTe	22,3
	Silício Amorfo	14
Tendencias	Células de Perovskite	26,1
	Células orgânicas	19,2
	Células inorgânicas (CZTSSe)	14,2

Fonte: NREL

2.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO ON-GRID

Um sistema fotovoltaico ON-GRID é constituído principalmente por arranjo de módulos fotovoltaicos ou gerador fotovoltaico que converte a radiação solar em energia elétrica em corrente contínua CC, que flui pelos cabos solares até o inversor. O inversor converte a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), que flui através cabos de baixa tensão, eventualmente, se conecta ao circuito que é o sistema elétrico da edificação, que conecta com medidor bidirecional e em seguida para a rede elétrica da concessionária, conforme mostra a Figura 2.8. Enquanto a luz solar continuar a atingir o módulo e o circuito estiver conectado, a eletricidade continuará a ser gerada.

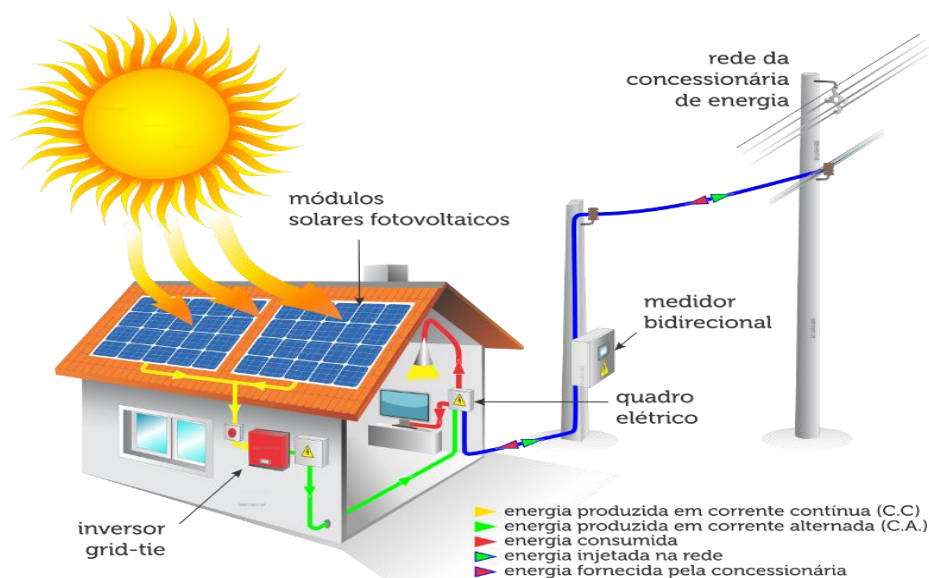


Figura 2.8 - Componentes sistema fotovoltaico ON-GRID
 Fonte: LUZSOLAR, (2018)

O dimensionamento de um sistema de geração fotovoltaica pode ser estabelecido com base na demanda de consumo de energia da instalação ou com o propósito de atender a uma parcela específica das cargas da instalação. Dessa maneira, o projeto será desenvolvido de modo a gerar uma quantidade de energia equivalente, de forma a ser capaz de satisfazer as necessidades de consumo da edificação. Também pode ser projetado pela limitação da área disponível de ocupação dos módulos. Em ambos os métodos, é possível obter um valor de potência para o gerador fotovoltaico em (kWp), dado necessário para a especificação dos outros componentes do sistema.

Os módulos são fabricados com uma potência de alguns watt-pico exemplo 550Wp, portanto, para os projetos com maior carga como de uma edificação com muitas lâmpadas, tomadas e ar-condicionado é necessário um arranjo de módulos fotovoltaicos que nada mais é que um agrupamento com vários módulos fotovoltaicos, conectados em série ou paralelo.

2.3.1 Células e módulos fotovoltaicos

A célula fotovoltaica consiste na unidade principal de um sistema fotovoltaico, é ela a responsável por promover a transformação da radiação em eletricidade. No entanto, apenas uma célula não é o bastante para produzir altas potências elétricas, por conta disto, são associadas diversas células que são colocadas em cápsula para proteção, constituindo dessa forma, um modulo fotovoltaico. Estes módulos comerciais possuem diversas propriedades diferentes entre si, a começar pela capacidade de produzir potencial, fator de forma, área, além de outros (RÜTHER, 2004).

2.3.1.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

As células fotovoltaicas são testadas pelos fabricantes, para duas condições-padrão, sendo a primeira a *Standard Test Condition* (STC) que define as características técnicas sob condições de temperatura de célula a 25°C, irradiação solar de 1000 W/m² e massa de ar a 1,5 no qual será adotado como base para o estudo de caso. E a segunda é a *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT) que define os valores para temperatura de célula sob condições de temperatura ambiente de 20°C, irradiação solar de 800 W/m² e massa de ar a 1,5. Assim sendo, os fabricantes têm a folha de dados de seus produtos contendo parâmetros iniciais de projeto.

Parâmetros iniciais do modulo fotovoltaico:

V_{mp}^o é a tensão em potência máxima, em Vcc;

I_{mp}^o é a corrente em potência máxima, em Acc;

V_{oc}^o é tensão de circuito aberto, em Vcc;

I_{sc}^o é corrente de curto-circuito, em Acc;

γ_{mp} é coeficiente de temperatura P_{mp} , em °C⁻¹;

γ_{oc} é coeficiente de temperatura V_{oc} , em $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

γ_{sc} é coeficiente de temperatura I_{sc} , em $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

Em muitas localizações esses parâmetros não retratam a real condição de operação, principalmente no que diz respeito a temperatura da célula, que facilmente pode chegar a 50°C em um país tropical, como o Brasil. Então se faz necessário aplicar um fator de correção de temperatura, a fim de aumentar a confiabilidade dos dados de potência gerada obtidos. Para isso, são aplicadas fórmulas empíricas para o cálculo do desempenho do sistema (ZILLES, 2012).

Para obter a temperatura na célula (T_c), será aplicado a Equação (2.5), nas condições mínimas e máximas de temperatura ambiente (T_a) do local do projeto, onde (T_c^*) depende dos dados do fabricante dos módulos fotovoltaicos escolhido para o projeto. A variável (T_c) permitirá a correção das perdas por temperatura da célula e obtenção de uma potência de geração mais próxima das condições reais (ZILLES, 2012).

$$T_c = T_a + \frac{G_T}{800} (T_c^* - 20) 0,9 \quad (2.5)$$

Onde:

T_c é a temperatura da célula, em $^{\circ}\text{C}$;

T_a é a temperatura ambiente, em $^{\circ}\text{C}$;

T_c^* é a temperatura nominal de operação da célula nas condições NOCT, em $^{\circ}\text{C}$;

G_T é a irradiação solar média no plano de célula, em W/m^2 ;

Para compreender os parâmetros elétricos de uma célula fotovoltaica de silício é necessário observar a curva característica I-V, mostrada na Figura 2.9, no qual está associada as propriedades resistivas, de um diodo, para um material constituído de uma junção pn, que tem como resultado uma corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar.

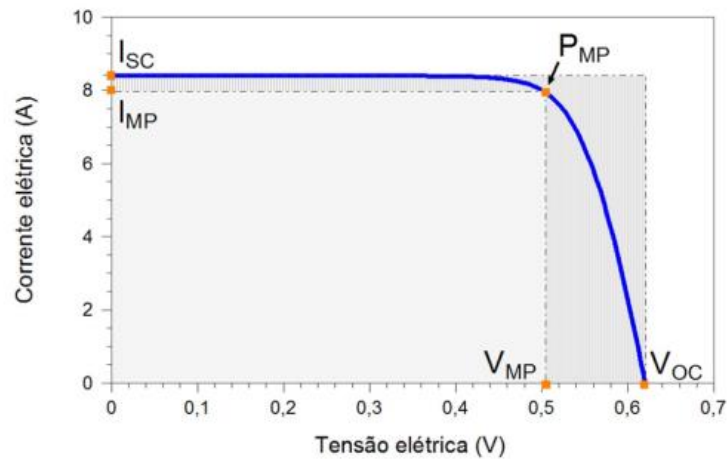


Figura 2.9 - Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica de silício
 Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

Portanto a partir curva I-V da célula fotovoltaica é possível observar o ponto de máxima potência, joelho da curva, que corresponde então, ao produto da tensão de máxima potência e corrente de máxima potência da célula fotovoltaica. De modo que os parâmetros da tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito específicos dos módulos sob dadas condições de radiação, temperatura de célula e massa de ar, são calculados pela Equação (2.6) e Equação (2.7) respectivamente (PINHO e GALDINO, 2014).

$$V_{OC} = V_{OC}^0 (1 + \gamma_{OC} (T_C - T^0_C)) \quad (2.6)$$

$$I_{SC} = I_{SC}^0 \frac{G_t}{1000} (1 + \gamma_{SC} (T_C - T^0_C)) \quad (2.7)$$

Onde:

V_{OC} é a tensão de circuito aberto, em V_{CC} , corresponde a máxima tensão que uma célula fotovoltaica pode produzir;

I_{SC} é a corrente de curto-circuito, em A_{CC} , corresponde a máxima corrente que se pode obter em uma célula fotovoltaica, quando a tensão em seus terminais é igual a zero;

T^0_C é a temperatura de 25 °C;

A corrente gerada por uma célula fotovoltaica de silício, aumenta linearmente com o aumento da irradiação solar, conforme Pinho e Galdino (2014). A Figura 2.10 mostra a forma como se comporta o efeito da irradiação solar na curva I-V, se mantida a temperatura de 25°.

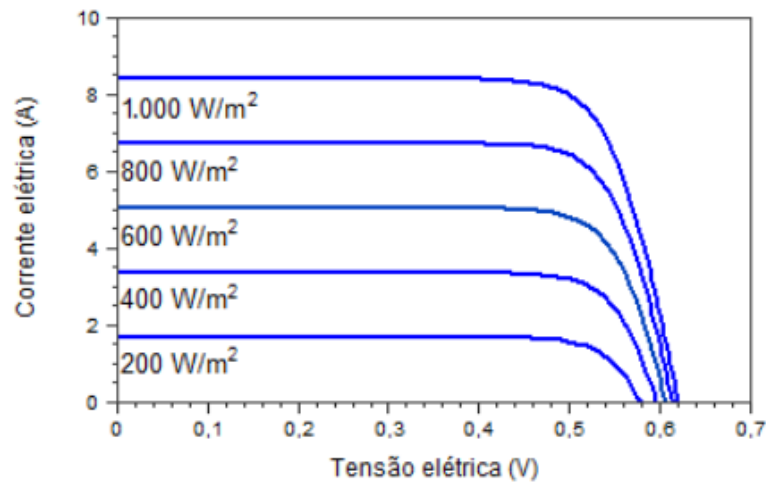


Figura 2.10 - Efeito da irradiação solar na curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício na temperatura de 25 °C
Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

As variações de irradiação solar e da temperatura ambiente afetam significativamente a eficiência das células fotovoltaicas, na Figura 2.11 mostra a curva (I-V) para as diversas temperaturas da célula fotovoltaica, com irradiação solar de 1000 W/m². Com alta temperatura ambiente, resultante da irradiação solar incidente na célula fotovoltaica, ocorre uma forte diminuição da tensão, enquanto, a corrente tem uma pequena elevação a 100 °C conforme Pinho e Galdino (2014).

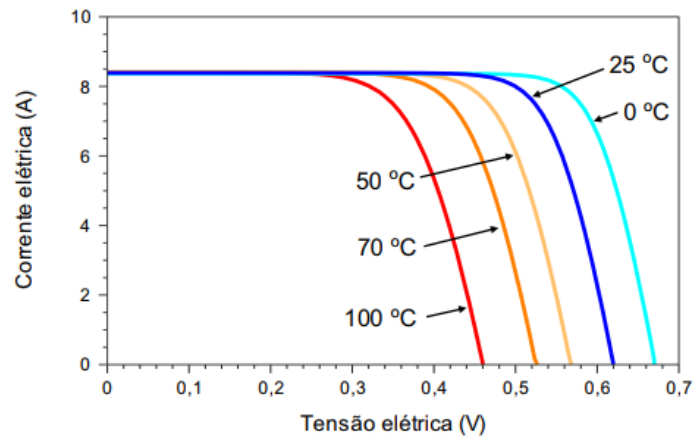


Figura 2.11 - Efeito da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V para condições-padrão (STC)
 Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

Os efeitos da temperatura ambiente e da irradiação solar sobre os parâmetros elétricos da curva I-V, do módulo fotovoltaico, podem ser calculados conforme descrito a seguir.

Fator de forma (FF) é a razão entre a máxima potência e o produto da corrente de curto-circuito com a tensão de circuito aberto, ou seja, é a forma do retângulo e seu valor pode ser conhecido através a Equação (2.8).

$$FF = \frac{V_{mp} * I_{mp}}{V_{oc} * I_{sc}} \quad (2.8)$$

Eficiência (η) é o parâmetro que define o quanto é efetivo o processo de conversão de energia solar em energia elétrica é expresso pela Equação (2.9).

$$\eta = \frac{I_{sc} * V_{oc} * FF}{A * G} * 100\% = \frac{P_{mp}}{A * G} * 100\% \quad (2.9)$$

Onde:

A é a área do módulo fotovoltaico escolhido para o projeto, em m²;

A unidade de medida da potência da célula ou do módulo fotovoltaico é o (watt-pico), que está relacionada a temperatura e irradiação solar. No entanto a potência produzida em um módulo fotovoltaico é dada em função da tensão, denominada de curva P-V conforme linha vermelha mostrada na Figura 2.12, onde se destaca a máxima potência, a melhor eficiência ocorre no ponto onde há encontro com curva I-V da célula fotovoltaica.

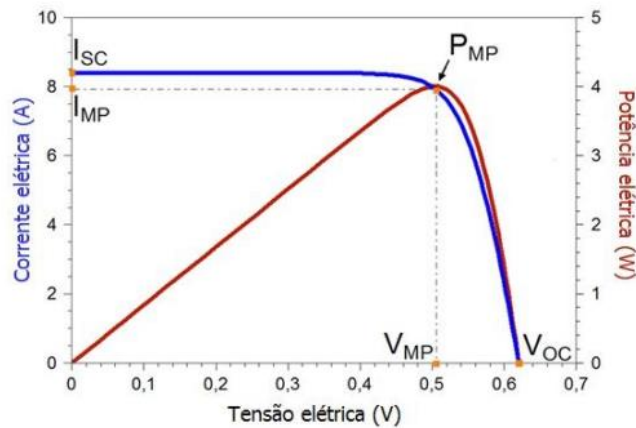


Figura 2.12 - Potência elétrica em função da tensão de uma célula fotovoltaica para condições-padrão (STC)
 Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

Por fim os parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico, sendo a tensão máxima e corrente máxima que estabelecem o ponto de máxima potência na curva P-V são dados pela Equação (2.10) e Equação (2.11). Já a potência máxima que um módulo fotovoltaico pode gerar é dada pela Equação (2.12).

$$V_{mp} \approx V_{oc}^0 (1 + \gamma_{oc} (T_c - T_c^0)) \quad (2.10)$$

$$I_{mp} = \frac{P_{mp}}{V_{mp}} \quad (2.11)$$

$$P_{mp} = P_{mp}^0 \frac{GT}{1000} (1 + \gamma_{mp} (T_c - T_c^0)) \quad (2.12)$$

Onde:

P_{mp} é a potência máxima nominal, em W_p ; de projeto

V_{mp} é a tensão em potência máxima, em V_{cc} ; de projeto

I_{mp} é a corrente em potência máxima, em Acc; de projeto

2.3.1.2 Arranjo de módulos fotovoltaicos

A conexão em série de módulos fotovoltaicos é uma técnica comum na instalação de sistemas de energia solar, que permite combinar vários módulos fotovoltaicos em um circuito elétrico em série, conforme mostrado na Figura 2.13. Nesse tipo de configuração, a saída elétrica positiva de um módulo é conectada à saída positiva do próximo módulo, e assim por diante, de forma que a corrente elétrica passa através de cada módulo na sequência. A tensão elétrica total do circuito é a soma das tensões dos módulos individuais, enquanto a corrente permanece constante.

A conexão em série de módulos fotovoltaicos é escolhida em situações em que é necessário aumentar a tensão do sistema para atender às necessidades específicas de uma instalação, a principal vantagem em sistemas com uma tensão mais elevada é a diminuição das perdas devido a distâncias maiores.

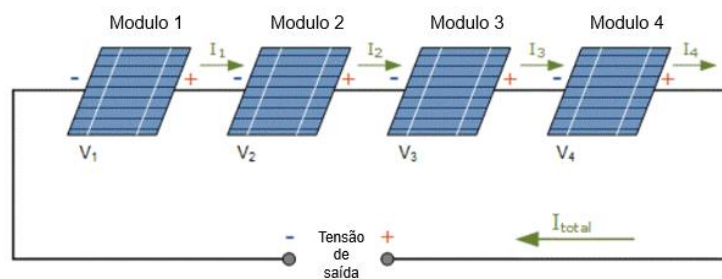


Figura 2.13 - Módulos fotovoltaicos conectados em série

Fonte: CRESESB

A conexão em paralelo de módulos fotovoltaicos é uma técnica comum na instalação de sistemas de energia solar, que permite combinar vários módulos fotovoltaicos em um circuito elétrico de forma paralela, conforme mostrado na Figura

2.14. Nesse tipo de configuração, a saída elétrica positiva de cada módulo é conectada à saída positiva de outros módulos e a saída negativa de cada módulo é conectada à saída negativa de outros módulos. Isso cria uma configuração em que a corrente elétrica gerada por cada módulo é somada, enquanto a tensão elétrica permanece constante.

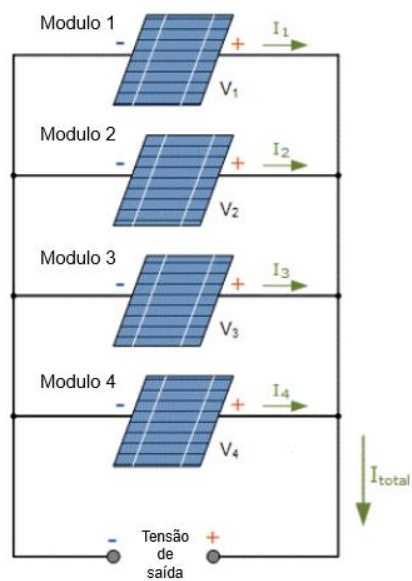


Figura 2.14 - Módulos fotovoltaicos conectados em paralelo

Fonte: CRESESB

2.3.2 Inversores

Os inversores ou também chamados de Unidade de Conversão de Potência (UCP) é um dos mais importantes equipamentos de um sistema fotovoltaico, sendo responsável por converter a corrente contínua (CC) em corrente alternada (AC). O seu dimensionamento depende dos watts-pico DC que ele recebe do gerador fotovoltaico. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede precisam de inversores capazes de interagir com a rede de distribuição de energia elétrica.

No mercado atual as tecnologias de inversores são fabricadas para atender as exigências de norma, para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição dentre os principais podemos citar, inversor string, inversor central e Micro inversor.

2.3.2.1 Inversores strings

Neste caso, cada string fotovoltaica é conectada a um inversor de string único no lado CC, e todas as saídas CA dos inversores são combinadas e conectadas à rede elétrica, conforme exemplo na Figura 2.15. Os inversores string são comumente usados em locais residenciais e comerciais. Além disso, à medida que a tecnologia melhora, permitindo que os inversores string tenham maior densidade de potência em tamanhos menores, os inversores string estão se tornando uma alternativa popular aos inversores centrais em pequenas instalações de serviços públicos menores que 1 MW.

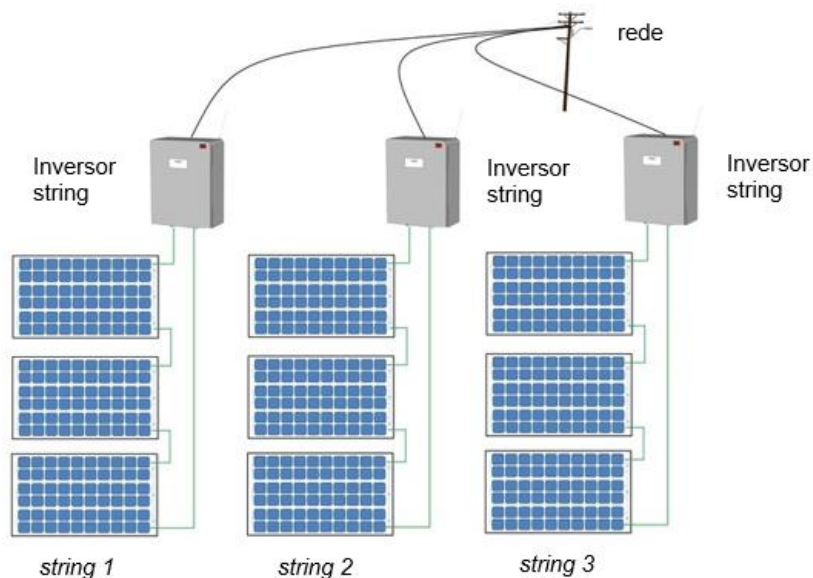


Figura 2.15 - Inversor string conectado à rede
Fonte: PennState, 2023, tradução do autor

Vantagens de um inversor de string:

- Menor em tamanho quando comparado aos inversores centrais;

- Melhor capacidade *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) por string;
- Escalabilidade para expansão futura adicionando strings paralelas
- Fios CC curtos;
- Monitoramento em nível de string;

Desvantagens de um inversor de string:

- A instalação requer racks especiais para o inversor para cada string;
- Pouca flexibilidade em sombreamento parcial;
- Maior custo por Watt do que o inversor central;

2.3.2.2 Inversores centrais

Este é um arranjo fotovoltaico que consiste em três strings, onde cada string possui três módulos conectados em série. Antes que essas cadeias sejam conectadas à rede elétrica, uma unidade de condicionamento de energia (caixa de junção) é necessária como interface entre o conjunto e a rede. Os projetistas podem usar um inversor central onde todas as strings estão conectadas ao lado CC do inversor e a única saída CA está conectada à rede elétrica, conforme apresentado na Figura 2.16. Eles são mais adequados para grandes instalações com produção consistente em todo o arranjo.

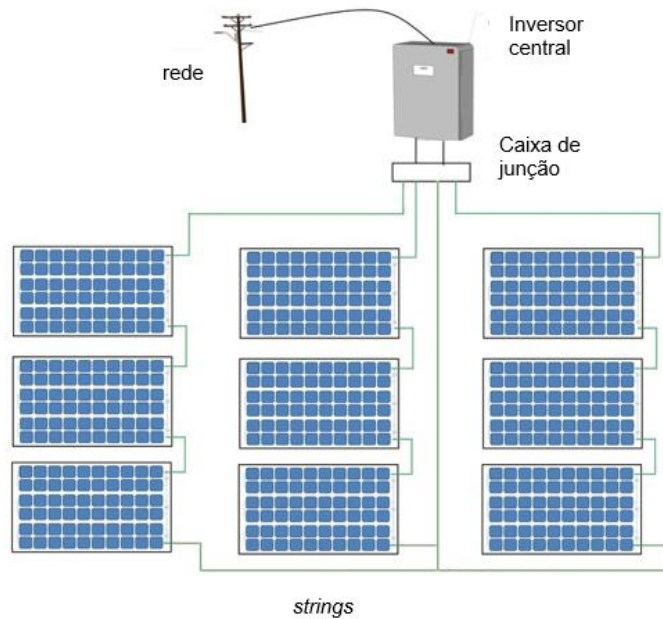


Figura 2.16 - Inversor central conectado à rede
 Fonte: PennState, 2023, tradução do autor

Vantagens de um Inversor Central:

- A topologia de inversor mais tradicional;
- Fácil de projetar e implementação do sistema;
- Baixo custo por Watt;
- Fácil acessibilidade para manutenção e solução de problemas;

Desvantagens de um inversor central:

- Altos custos de fiação CC e perda de energia devido à queda de tensão;
- MPPT único para todo o sistema fotovoltaico;
- A saída do sistema pode ser drasticamente reduzida em caso de sombreamento parcial e incompatibilidade de strings;
- Difícil adicionar strings ou arranjo para expansão futura;
- Ponto de falha único para todo o sistema;
- Monitoramento em nível de arranjo;
- Reque maior espaço na sua instalação;

2.3.2.3 Micro inversores

Micro inversores também são conhecidos como inversores de módulo. Neste caso, cada módulo possui um inversor dedicado conectado na parte traseira do módulo. Os terminais CC do módulo são conectados ao lado CC do inversor e, em seguida, todos os fios CA de todos os terminais são combinados e conectados ao ponto de interconexão da rede elétrica. Cada módulo possui um inversor dedicado com um rastreador MPPT, conforme mostra a Figura 2.17. Sistemas com micro inversores podem ser mais eficientes, mas geralmente custam mais do que inversores string.

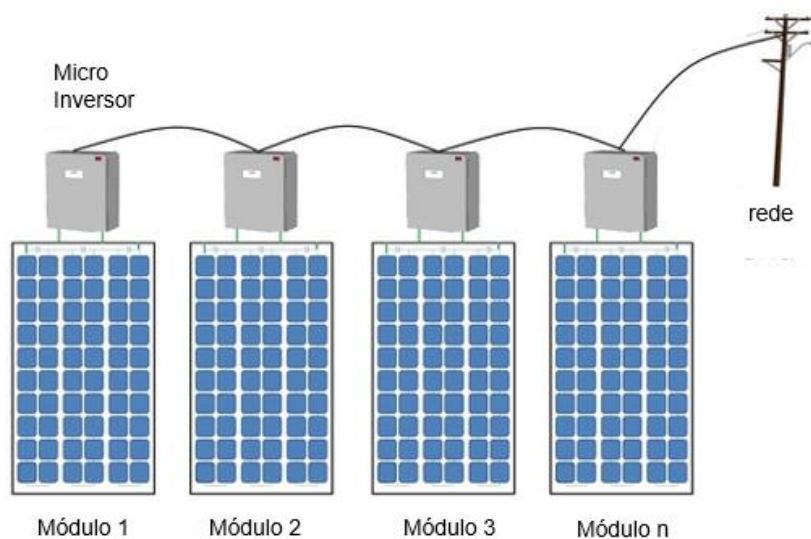


Figura 2.17 - Micro inversor conectado à rede
Fonte: PennState, 2023, tradução do autor

Vantagens dos Micro Inversores:

- Resiliência a efeitos de sombreamento parcial em comparação com os inversores central e string;
- MPPT no nível do módulo;
- Maior flexibilidade do sistema para expansão futura

- Custos mínimos de fiação CC
- Monitoramento em nível de módulo

Desvantagens dos Micro inversores:

- Alto custo por Watt
- Altos custos de manutenção
- Acesso difícil para manutenção, pois a instalação fica sob os módulos fotovoltaicos;

2.3.3 Características do Inversor

2.3.3.1 Faixa de operação do inversor

Os inversores são projetados para operar dentro de uma faixa de tensão definida pela folha de dados de especificações do fabricante. Além disso, a ficha técnica especifica o valor máximo de tensão do inversor. Tanto o valor máximo de tensão quanto a faixa de tensão operacional de um inversor são dois parâmetros principais que devem ser levados em consideração ao conectar o inversor e o painel fotovoltaico. Os projetistas fotovoltaicos devem escolher a tensão máxima do arranjo fotovoltaico para não exceder a tensão máxima de entrada do inversor, conforme apresentado na Figura 2.18. Ao mesmo tempo, a tensão do painel fotovoltaico deve operar dentro da faixa de tensão de entrada do inversor para garantir que o inversor funcione corretamente.

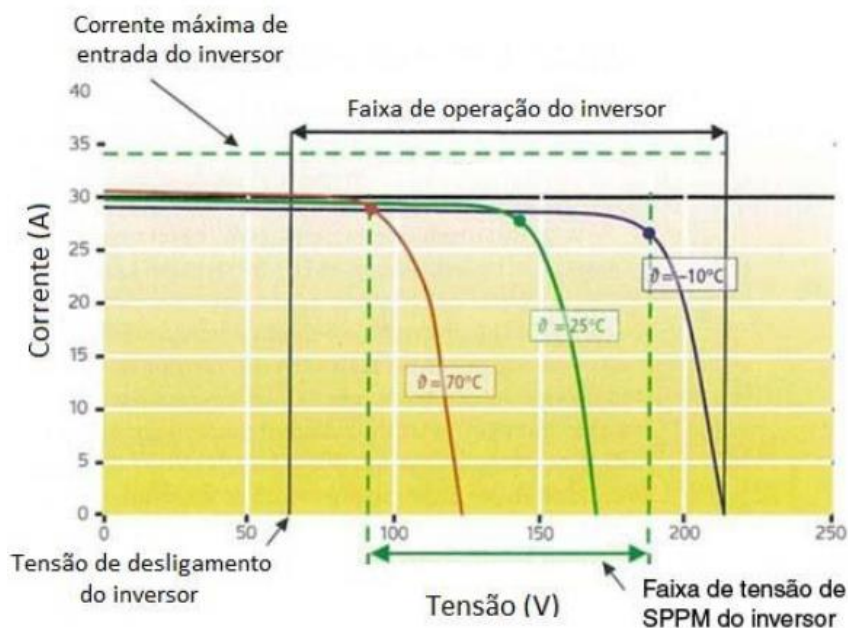


Figura 2.18 - Faixa de operação do inversor
Fonte: CRESESB

Além da faixa de tensão operacional, outro parâmetro principal é a tensão de inicialização. É a tensão mais baixa aceitável necessária para o inversor funcionar. Cada inversor possui um valor mínimo de tensão de entrada que não pode acionar o inversor para operar se a tensão fotovoltaica for inferior ao listado na folha de especificações.

2.3.3.2 Eficiência do Inversor

À medida que a energia é processada e convertida de uma forma para outra, espera-se que os inversores solares executem essas tarefas com a maior eficiência possível. Isso ocorre porque desejamos fornecer o máximo de energia fotovoltaica gerada à carga ou à rede. As eficiências típicas estão na faixa de mais de 95% nas condições nominais especificadas na folha de dados.

2.3.3.3 Entrada MPPT

Dependendo da topologia, a maioria dos inversores modernos possui rastreadores MPPT integrados para garantir que a potência máxima seja extraída do arranjo fotovoltaico. Cada inversor vem com uma faixa de tensão que permite rastrear a potência máxima do arranjo fotovoltaico. Recomenda-se combinar essa faixa ao selecionar os parâmetros do inversor e do gerador fotovoltaico.

2.3.3.4 Inversores ON-GRID

Como os inversores ligados à rede ou ON-GRID exportam energia para a rede, espera-se que mantenham uma qualidade de energia muito elevada para garantir que a energia aceitável flua para a rede. Por esta razão, espera-se que os inversores tenham um conteúdo harmônico muito baixo nas correntes de linha. Além disso, espera-se que os inversores ligados à rede tenham capacidade de detecção de ilhamento ativa de acordo com NBR 16149.

O Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) estabelece os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos destinados à Geração de Energia Fotovoltaica, conforme determinado pela Portaria INMETRO nº 004/2011. Esta regulamentação requer a avaliação dos equipamentos sob condições normais e extremas de operação, com o objetivo de assegurar a conformidade dos mesmos com padrões de qualidade mínimos estipulados.

O ilhamento refere-se à situação em que os inversores numa configuração ligada à rede continuam a injetar energia do sistema fotovoltaico, mesmo que a energia do operador da rede tenha sido restringida devido a uma falha na manutenção programada. Devido a questões de segurança, o ilhamento precisa ser evitado. Portanto, espera-se que os inversores detectem e respondam imediatamente,

comutando sua saída para que não haja mais fluxo de energia para a rede. Isso também é conhecido como capacidade anti-ilhamento.

2.3.3.5 Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)

O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) é um parâmetro importante no projeto de sistemas de geração de energia fotovoltaica, que tem o objetivo de otimizar o desempenho e a eficiência do inversor solar em relação aos painéis fotovoltaicos. O FDI é um coeficiente que indica a relação entre a potência máxima do inversor e a potência máxima dos painéis solares conectados a ele (ZILLES, 2012).

Em termos simples, o FDI permite que o inversor funcione com uma capacidade nominal inferior à capacidade máxima dos painéis solares conectados a ele. Isso é frequentemente usado como uma estratégia de projeto para garantir que o inversor funcione em uma faixa de eficiência ideal, uma vez que os inversores tendem a ser mais eficientes quando operam em níveis de carga próximos à sua capacidade nominal (PINHO e GALDINO, 2014).

O cálculo do FDI é importante para garantir que o sistema fotovoltaico seja dimensionado corretamente e para evitar a sobredimensionamento ou subdimensionamento do inversor. Sobredimensionar o inversor, ou seja, usar um inversor com capacidade nominal muito superior à potência dos painéis solares, pode levar a perdas de eficiência, pois o inversor não operará em sua faixa de desempenho ideal. Por outro lado, subdimensionar o inversor, ou seja, usar um inversor com capacidade muito inferior à potência dos painéis solares, pode resultar na subutilização do potencial de geração de energia do sistema (ZILLES, 2012).

O FDI é determinado com base em fatores como as características dos módulos solares (tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito), as condições de operação do sistema (incluindo temperatura e radiação solar) e as características específicas do inversor a ser utilizado. Normalmente, ele é calculado por profissionais especializados em energia solar no projeto de sistemas fotovoltaicos.

2.4 REGULAMENTOS E NORMAS

2.4.1 Aspectos e definições da LEI 14.300/2022

Em 2023 entrou em vigor a lei 14.300/2022, trazendo novas regras para o mercado da GD, no que diz respeito aos novos acessantes a rede de distribuição, será cobrado um percentual referente ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição TUSD fio B.

“Art. 8º Para o atendimento às solicitações de nova conexão ou de alteração da conexão existente para instalação de microgeração ou minigeração distribuída, deve ser calculada a participação financeira da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, bem como a eventual participação financeira do consumidor-gerador titular da unidade consumidora onde a microgeração ou minigeração distribuída será instalada, consideradas as diretrizes e as condições determinadas pela ANEEL.”

A geração distribuída é classificada, quanto modalidades a seguir:

Autoconsumo local: modalidade de microgeração ou minigeração distribuída eletricamente junto à carga, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora.

Autoconsumo remoto: modalidade caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora.

Consórcio de consumidores de energia elétrica: reunião de pessoas físicas e/ou jurídicas consumidoras de energia elétrica instituído para a geração de energia

destinada a consumo próprio, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora.

Geração compartilhada: modalidade caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora.

Os sistemas de geração distribuída conectados à rede, são classificados em duas modalidades, quanto a sua potência instalada, a seguir:

Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras.

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), e menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras.

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) é como o sistema de geração de energia no qual a energia ativa produzida por uma unidade consumidora-geradora, que utiliza fontes de microgeração ou minigeração distribuída e a injeta na rede de distribuição local, é compensada por quaisquer excedentes de energia elétrica ativa que possam ser injetados na mesma rede. Este mecanismo é amplamente conhecido como "net metering" no contexto internacional.

“Art. 13. Os créditos de energia elétrica expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento em que foram gerados e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor participante

do SCEE faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo. LEI 14.300/2022”

O valor a ser cobrado em fatura é a diferença positiva entre a energia gerada e a consumida, levando-se em conta também os créditos alocados no mês para a unidade consumidora-geradora, considerando também eventuais créditos de meses anteriores, sendo que, caso este valor seja inferior ao Custo de Disponibilidade, o valor mínimo será o Custo de Disponibilidade para o caso de consumidores do Grupo B.

O custo de disponibilidade é o mínimo que o consumidor-gerador irá pagar na conta de energia, que depende do modelo de fases do alimentador local. Esse custo pode ser calculado com base na potência instalada do sistema (em KW) e varia de acordo com os parâmetros estabelecidos pelas autoridades reguladoras e pelas concessionárias de energia.

“Cobrança mínima para consumidor-gerador do Grupo B- Custo de disponibilidade: RCD: 30KW, 50KW, 100KW, LEI 14.300/2022.”

Vale ressaltar que a dedução do Fio B só impacta no montante de energia exportada para a rede elétrica da concessionária, não impacta na energia gerada e consumida instantaneamente na unidade consumidora.

*“Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:
I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023;
II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024;
III - 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;*

*V - 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
VI - 90% (noventa por cento) a partir de 2028;
VII - a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029;
LEI 14.300/2022.”*

2.4.2 Classificação dos consumidores

2.4.2.1 Grupos e subgrupos

No Brasil, as tarifas de energia elétrica estão divididas em dois principais grupos de consumidores com base na tensão de fornecimento e na finalidade da unidade consumidora: Grupo A e Grupo B.

O Grupo A inclui unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3kV ou atendidas por sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária. Ele é subdividido em vários subgrupos, como A1 (tensão de fornecimento igual ou superior a 230kV), A2 (tensão de fornecimento de 88kV a 138kV), A3 (tensão de fornecimento de 69kV), A3a (tensão de fornecimento de 30kV a 44kV), A4 (tensão de fornecimento de 2,3kV a 25kV) e AS (tensão de fornecimento inferior a 2,3kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição).

O Grupo B é composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3kV e é caracterizado pela tarifa monômnia. Ele é subdividido em subgrupos, como B1 (residencial), B2 (rural), B3 (demais classes) e B4 (Iluminação Pública).

2.4.2.2 Postos tarifários

O delineamento dos postos tarifários é estabelecido com a finalidade de viabilizar a precificação diferenciada da energia elétrica e da demanda de potência ao

longo do dia, em consonância com as múltiplas modalidades tarifárias disponíveis. Estes postos tarifários são categorizados em três distintos tipos, conforme exposto a seguir:

O "Horário de ponta" corresponde a um intervalo temporal composto por três horas consecutivas, determinado pela distribuidora a partir da análise da carga do seu sistema elétrico. Tal critério é homologado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para aplicação em toda a área de concessão, ressalvados os dias de sábado, domingo e feriados nacionais.

Por sua vez, o "Horário intermediário" diz respeito a uma janela temporal de uma hora que antecede e sucede o período de horário de ponta, sendo aplicado exclusivamente às unidades tarifárias vinculadas à modalidade tarifária conhecida como "tarifa branca".

Já o "Horário fora de ponta" abarca as horas diárias complementares àquelas definidas nos períodos de horário de ponta e intermediário. Esta categoria de tarifação é restrita à modalidade tarifária denominada "tarifa branca", a qual será detalhada adiante.

2.4.2.3 Modalidades tarifárias

As modalidades tarifárias referem-se a um conjunto de estruturas tarifárias aplicadas às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa. No contexto específico do setor elétrico, várias modalidades são delineadas, e estas incluem:

Tarifas Horária Azul: Esta modalidade implica em tarifas diferenciadas para o consumo de energia elétrica e a demanda de potência ativa, dependendo das horas de utilização ao longo do dia. É extensivamente disponibilizada para todos os subgrupos pertencentes ao Grupo A de consumidores de energia.

Tarifas Horária Verde: As tarifas da modalidade Horária Verde diferenciam o consumo de energia elétrica de acordo com as horas do dia, em paralelo com a aplicação de uma única tarifa para a demanda de potência ativa. Esta modalidade é disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS dentro do Grupo A.

Tarifas Convencional Monômnia: Esta modalidade se caracteriza pela aplicação de uma única tarifa para o consumo de energia elétrica, independente do horário de utilização ao longo do dia. Ela é exclusivamente destinada aos consumidores do Grupo B, abrangendo diversas subclasses, sem distinção das horas de consumo.

Tarifas Horária Branca: A modalidade Horária Branca implica em tarifas diferenciadas para o consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização durante o dia, aplicando-se principalmente aos consumidores do Grupo B. Contudo, é importante notar que ela não está disponível para o subgrupo B4 e para a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1.

Estas modalidades tarifárias representam um meio pelo qual os consumidores de energia elétrica podem gerir seus custos de acordo com seus padrões de consumo e demanda, ao mesmo tempo em que incentivam a utilização eficiente da eletricidade em diferentes horários do dia.

2.4.2.4 Bandeiras tarifárias

As bandeiras tarifárias representam um sistema adotado para informar aos consumidores os custos reais associados à geração de energia elétrica. Nesse contexto, as cores das bandeiras (verde, amarela ou vermelha) desempenham o papel de indicar se os custos da energia elétrica aumentarão ou diminuirão com base nas condições vigentes de geração de eletricidade.

A bandeira verde é associada a condições favoráveis de geração de energia, não implicando acréscimo na tarifa em relação ao custo base. Por outro lado, a bandeira amarela denota condições de geração menos favoráveis, acarretando um acréscimo de R\$ 0,01874 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. No caso da bandeira vermelha, apresenta-se em dois patamares distintos: o Patamar 1 indica condições mais custosas de geração, levando a um acréscimo de R\$ 0,03971 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido, enquanto o Patamar 2 representa condições

ainda mais onerosas na geração de energia, ocasionando um acréscimo de R\$ 0,09492 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido (ANEEL, 2023).

2.4.2.5 Aspectos da tarifa de energia elétrica

A tarifa de fornecimento de energia elétrica, estipulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), representa os custos repassados aos consumidores finais. Esses custos incluem investimentos e operações das concessionárias responsáveis pela transmissão e distribuição de energia. As tarifas englobam a Tarifa de Energia (TE), Tarifa de Transporte dos Sistemas de Distribuição e Transmissão (TUSD), encargos para políticas públicas, impostos e contribuições para iluminação pública presentes na conta de luz (ICMS, PIS/COFINS).

Na Tarifa de Energia (TE), o consumidor paga por energia, transporte, perdas e certos encargos relacionados à contratação de energia, custos de transmissão e perdas na rede básica, bem como encargos diversos.

Na Tarifa de Transporte dos Sistemas de Distribuição e Transmissão (TUSD), o consumidor suporta custos de transporte, perdas, e encargos associados a duas categorias distintas:

Transporte Fio A: cobrança pelo uso dos sistemas de transmissão da rede básica, dos transformadores de potência, e outras instalações de transmissão compartilhadas.

Transporte Fio B: remuneração à distribuidora pelo serviço prestado, abrangendo custos regulatórios e o uso dos ativos da própria distribuidora.

Ambas as categorias de tarifas, TE e TUSD, envolvem o custeio de diferentes segmentos do sistema de energia elétrica, cobrindo desde a transmissão até as perdas técnicas e não técnicas, além de encargos diversos associados ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor final.

2.4.3 Resoluções e Procedimentos da ANEEL

As diretrizes e procedimentos a serem seguidos pelo mercado de geração distribuída no Brasil, são determinadas pela ANEEL, através das Resoluções

Normativas (REN) em conjunto com o seus Procedimentos de Distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

A promulgação da Resolução Normativa ANEEL 1059/2023, que introduziu a regulamentação relacionada à Lei 14.300, ocasionou alterações substanciais na Resolução Normativa ANEEL 1000/2021, que passa a desempenhar um papel central como referência normativa para a definição dos requisitos de acesso e para a estipulação dos direitos e deveres associados à Geração Distribuída (GD).

O parágrafo primeiro do artigo 23 da Resolução Normativa nº 1.000/2021 estabelece uma nova disposição, a qual permite a inclusão de unidades consumidoras com demanda e/ou geração de energia superior a 50 kW e igual ou inferior a 75 kW podem ser enquadrados na categoria de Grupo A. Esse enquadramento ocorrerá quando os estudos de conexão, elaborados pela concessionária de energia elétrica, identificarem que essas unidades consumidoras possuem o potencial de afetar adversamente a capacidade da concessionária em fornecer o serviço de distribuição de eletricidade a outros consumidores e usuários, caso permaneçam classificadas como pertencentes ao Grupo B.

No que se refere ao acesso a rede por microgeração e minigeração distribuída a rede, o projeto deve seguir as normas da concessionária local de distribuição elétrica. A concessionária deve realizar todos os estudos para integrar a microgeração ou minigeração a rede de distribuição, para elaboração do parecer de acesso é 30 dias (PRODIST - modulo 3).

Os requisitos mínimos necessários, que definem as proteções mínimas para a conexão de central geradora a rede de distribuição, são estabelecidos conforme o nível de tensão de conexão, conforme item 5.1.1 do PRODIST – modulo 3, com base na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão
10 a 75 kW	Baixa Tensão
76 a 150 kW	Baixa Tensão / Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão / Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão

11 a 30 MW

Média Tensão / Alta Tensão

> 30 MW

Alta Tensão

Fonte: ANEEL

As proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão de centrais geradoras, em função da potência mínima instalada de microgeração e minigeração, são definidas conforme mostra a Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Requisitos mínimos em função da potência instalada, ANEEL

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefreqüência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Sistema de Medição Bidirecional	Medidor 4 Quadrantes	Quadrantes Medidor 4

Fonte: ANEEL

3 ESTUDO DE CASO

3.1 DADOS PRELIMINARES DE PROJETO

O levantamento dos dados preliminares de projeto, antecedendo ao projeto, tem como objetivo o estudo e verificação das variáveis e recursos que permitirão visualizar os conceitos necessários para o desenvolvimento do projeto de modo que a expectativa de solução fique próximo da realidade.

Com base na análise do projeto de arquitetura foi verificado a existência de duas áreas com grande potencial para instalação do gerador fotovoltaico. Na Figura 3.1, deve se observar com mais detalhes as áreas denominadas de ático e cobertura com área de 168 m² e 60m² respectivamente, totalizando 228m².

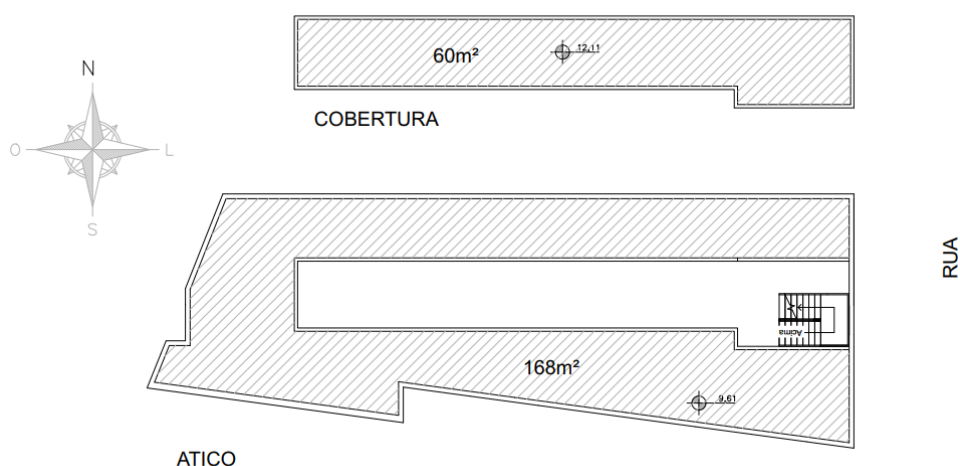


Figura 3.1 - Características arquitetônicas da edificação
Fonte: Autor

Os dados geográficos podem ser verificados de forma simples através da navegação na *internet* com imagens de satélite do *site Google Earth*, como exemplificado na Figura 3.2, nas coordenadas geográficas para o estudo de caso temos Latitude igual a 23,64° Sul, Longitude igual a 46,65° Oeste e altitude local 772 metros.

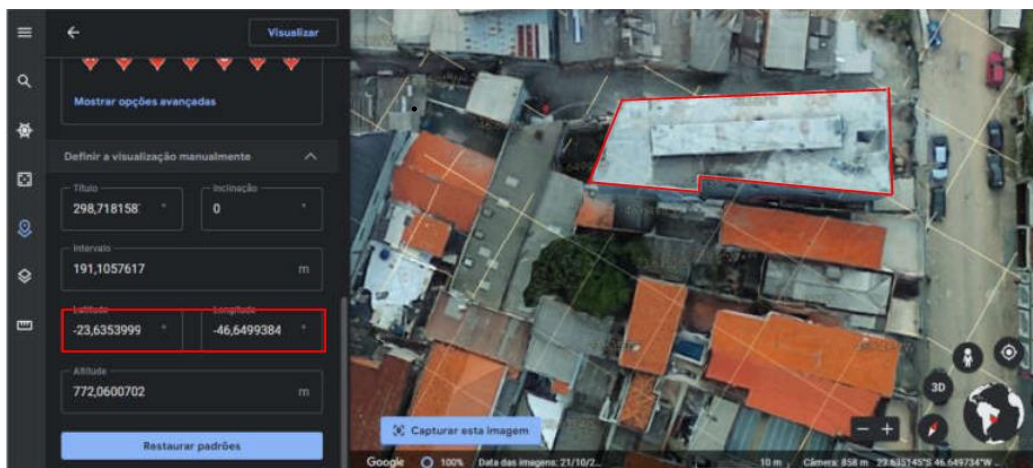


Figura 3.2 - Foto da edificação obtida da google Earth
 Fonte: Google Earth

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a instalação de sistemas fotovoltaicos com localização no Hemisfério Sul, ao qual se refere a sua máxima captação de energia ao longo do ano, os melhores resultados dependem diretamente do ângulo de inclinação e ângulo de orientação ou azimute nos quais os módulos serão instalados. Sendo que, os módulos que compõe o gerador fotovoltaico devem ter a face com orientação para o Norte Verdadeiro, na direção da linha de Equador.

Com base nas informações já obtidas, é possível definir o **ângulo de azimute (γ) 0° , no qual os módulos fotovoltaicos serão orientados**, ou seja, uma das condições para a máxima captação de energia foi atendida. Já o ângulo de inclinação (β), no qual deve ser igual ao angulo da latitude local próximo a 24° , neste caso pode ser fabricado um suporte com a inclinação adequada, conforme a Figura 3.3.

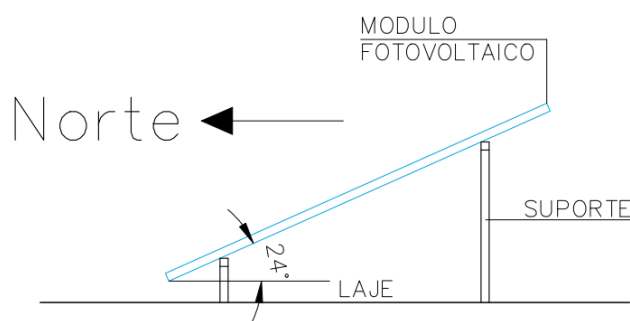


Figura 3.3 - Ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos
 Fonte: Autor

A entrada de energia será atendida em baixa tensão, fornecimento em estrela com neutro aterrado, nas tensões de 220/127V conforme nota técnica de análise de

projeto liberada pela ENEL/SP, como padrão de entrada em baixa tensão categoria C12, conforme anexo IV (LIG BT-12ª edição, 2014). O estudo propôs a instalação do inversor (UCP) próximo a entrada de energia, a Figura 3.4 mostra o ponto de conexão com a rede, seguindo a recomendação da ENEL/SP por meio de norma de Interligação de Micro e Minigeração Distribuída à Rede de Distribuição com Paralelismo Permanente Através do uso de Inversores (CNC-OMBR-MAT-22-1398-EDSP).

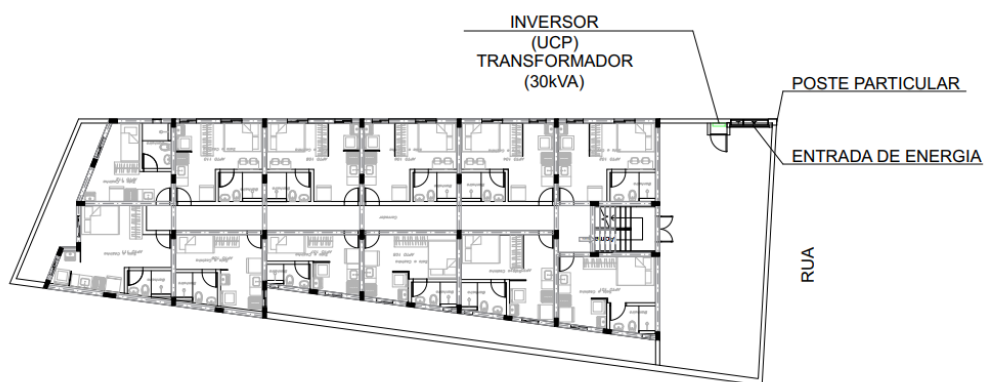


Figura 3.4 - Ponto de conexão com a rede
Fonte: Autor

3.2 POTENCIAL SOLAR DA REGIÃO

Os dados solarimétricos usados neste estudo de caso, foram obtidos por meio de consulta ao banco de dados do CRESESB via internet, sendo que para isso são necessárias as informações geográficas do local, tais como a latitude (ϕ) e longitude (L). O CRESESB fornece tabelas e gráficos com valores médios mensais da irradiação solar diária durante o ano, no plano horizontal e apresenta também os valores da irradiação conforme o ângulo de inclinação igual latitude do local. Os dados solarimétricos do local são apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Irradiação solar no plano horizontal e plano inclinado 24°

Mês	H [kWh/m ² dia]	HT [kWh/m ² dia]
jan	5,22	4,72
fev	5,46	5,20
mar	4,68	4,81
abr	4,13	4,68
mai	3,42	4,23
jun	3,15	4,11
jul	3,26	4,14
ago	4,18	4,98
set	4,20	4,46
out	4,70	4,58
nov	5,16	4,73
dez	5,67	5,04
Média	4,43	4,64

Fonte: Adaptado do CRESESB

Vale ressaltar, que a irradiação horária de um dia HT (kWh/m² dia) para o estudo, com base nas informações de orientação de montagem dos módulos fotovoltaicos, cujo ângulo de inclinação (β) de aproximadamente 24° e orientados na direção ao Norte verdadeiro.

Os parâmetros elétricos de um gerador fotovoltaico são predominantemente influenciados por duas variáveis essenciais:

- irradiação solar incidente nos módulos;
- temperatura da célula;

De acordo com a pesquisa conduzida por Pinho e Galdino (2014), a intensidade da radiação solar incidente em um plano horizontal demonstra variações substanciais em curtos intervalos de tempo. Portanto, para uma análise aprofundada, é apropriado adquirir conhecimento sobre os métodos que permitem a conversão da irradiação mensal a partir de outras variáveis meteorológicas, como, por exemplo, o número de horas de insolação em um dia.

De acordo com Duffie & Beckman (2012), a duração média diária da insolação pode ser determinada por meio das pesquisas conduzidas por Klein (1977), nas quais ela é calculada com base no dia médio do mês. Para ilustrar a aplicação desse método, o presente estudo optou por apresentar os cálculos para o dia 17 de julho.

Inicialmente, a primeira variável a ser determinada é o dia do ano (n), referente ao mês de julho, mais especificamente, o dia 17 de julho, e esse cálculo é realizado utilizando a Equação (3.1).

$$n = Dia + (Mês - 1) * 30 + Cor \quad (3.1)$$

$$\text{Se } Mês \leq 2 \rightarrow Cor = \text{Int}(Mês/2);$$

$$\text{Se } 2 < Mês = 8 \rightarrow Cor = (\text{Int}(Mês/2) - 2);$$

$$\text{Se } Mês > 8 \rightarrow Cor = (\text{Int}(Mês/2+1/2) - 2);$$

$$n = 17 + (7 - 1) * 30 + 1 = 198$$

A partir do conhecimento do ângulo do pôr do Sol (ω_S) é possível determinar a duração de insolação do dia (N) expresso pela Equação (3.2).

$$N = \frac{2}{15} \omega_S \quad (3.2)$$

Onde:

N é a duração de insolação de um dia;

ω_S é o ângulo horário do pôr do sol;

O cálculo do ângulo horário por sol (ω_S), depende do valor do ângulo de declinação solar (δ) e seus valores podem ser expressos pelas Equação (3.4) e Equação (3.3) respectivamente.

$$\cos \omega_S = -\tan \phi \tan \delta \quad (3.3)$$

$$\delta = 23,27 \times \text{sen} \left(\frac{360}{364} \times (284 + n) \right) \quad (3.4)$$

Sendo:

- n o dia do ano;
- δ a declinação solar;
- ϕ a latitude local, $-23,64^\circ$;

Fazendo da substituição na Equação (3.4) temos o valor do ângulo de declinação:

$$\delta = 23,27 \times \text{sen} \left(\frac{360}{364} \times (284 + 198) \right) = 21,2^\circ$$

Logo o valor do ângulo do pôr do sol:

$$\omega_s = \arccos (-\tan (-23,64^\circ) \tan (21,2^\circ)) = 80,23^\circ$$

Com base no valor do ângulo do por sol temos o número de horas de sol do dia médio do mês julho:

$$N = \frac{2}{15} 80,23^\circ = 10,70$$

O estudo propôs a apresentação dos dados, para o dia médio de cada mês do ano, de modo a facilitar a análise da variação de insolação de cada mês e a média anual, conforme pode ser vista na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Dados de insolação média dos meses do ano e média anual

Mês:	Dia médio	n	δ°	ω_s°	N
Jan	17	17	-20,92	99,63	13,28
Fev	16	47	-12,95	95,78	12,77
Mar	16	75	-2,42	91,06	12,14
Abr	15	105	9,41	85,84	11,45
Mai	15	135	18,79	81,43	10,86
Jun	11	162	23,09	79,25	10,57
Jul	17	198	21,18	80,23	10,70
Ago	16	228	13,45	83,99	11,20
Set	15	258	2,22	89,03	11,87
Out	15	288	-9,60	94,25	12,57

Nov	14	318	-18,91	98,63	13,15
Dez	10	344	-23,05	100,73	13,43
Média					12,01

Fonte: adaptado pelo autor, Duffie & Beckman (2012)

Com base nos parâmetros da radiação solar diária média integrada (HT) a uma inclinação aproximada de 24° , disponíveis no site do CRESESB, e na duração média da insolação (N), é possível calcular o valor médio da irradiação solar média incidente sobre a superfície inclinada, utilizando a Equação (3.5).

$$H_T = \frac{HT \times 1000}{N} \quad (3.5)$$

Sendo:

H_T é a irradiação média mensal no plano inclinado, em W/m^2 ;

HT é a radiação integrada diária média no plano inclinado, em kWh/m^2 .
dia;

N é a duração média insolação, em h.

Resolvendo a Equação (3.5) temos a irradiação média no plano inclinado de São Paulo que é de:

$$H_T = \frac{4,64 \times 1000}{12,01} = 386,34 [W/m^2]$$

Na sequência, foi realizada pesquisa dos dados climáticos da cidade de São Paulo, ao qual foram obtidos através de consulta ao banco de dados do INMET, onde as temperaturas médias mínimas e máximas, dos meses do ano, podem ser vistas na Tabela 3.3. Estas informações são importantes para a avaliação das condições de operação do sistema fotovoltaico em relação as perdas na produção de energia por efeito na temperatura na célula fotovoltaica. Foi também verificada a **temperatura mínima recorde histórico de $-2,1^\circ C$** (INMET), para o qual será útil em alguns cálculos a diante.

Tabela 3.3 - Dados de temperatura da cidade de São Paulo

	Temperaturas	
	Ta min. °C	Ta max. °C
jan	19,4	28,60
fev	19,6	29,0
mar	18,9	28,0
abr	17,5	26,6
mai	14,7	23,4
jun	13,5	22,9
jul	12,8	22,9
ago	13,3	24,5
set	14,9	25,2
out	16,5	26,5
nov	17,3	26,9
dez	18,7	28,3
Média	16,4	26,1

Fonte: Adaptado do INMET

3.3 ESTIMATIVA DE ENERGIA CONSUMIDA

Os sistemas fotovoltaicos geralmente são projetados para atender o consumo ou parte consumo das cargas. Assim é necessária para dar início ao pré-dimensionamento dos componentes do sistema fotovoltaico do valor médio diário da energia consumida pelas cargas da edificação em kWh, descontando o custo de disponibilidade. A forma mais usual para se verificar ou estimar o consumo energia de uma edificação é através de consulta do histórico mensal fornecido pelas concessionárias na conta de luz. Porém, no caso deste estudo, por se tratar de um empreendimento em construção, não existe nenhum registro de consumo.

Conforme Pinho e Galdino (2014) a estimativa da energia média consumida (kWh), pode ser realizada com base no conhecimento das potências dos equipamentos e o tempo de uso durante um dia padrão, sugerido pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL).

Portanto, para a estimativa de energia consumida média diária em (kWh), foi elaborada uma planilha com as cargas declaradas no projeto elétrico, na qual lista os aparelhos e suas potências e o tempo de uso, como demonstrado Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Estimativa do consumo médio diário

Descrição	Potência [W]	Tempo médio de uso dia [h]	Consumo Médio Diário [kWh]
1. Cargas ADM			
Iluminação	1000	3,00	3,00
Motor	3000	0,30	0,90
Equipamentos	2000	0,30	0,60
Consumo ADM:			4,50
2. Cargas quartos			
Iluminação	1500	3,00	4,50
TV's	3000	2,00	6,00
Chuveiros	120000	0,15	18,00
Ar-condicionado	30000	4,00	120,00
Consumo quartos			148,50
Consumo Médio Diário Total			153
			[kWh]

Fonte: Autor adaptado do (PROCEL)

Vale ressaltar, que em relação a eficiência energética, poderia ser feita, a opcionalmente, substituição dos chuveiros elétricos por um sistema de aproveitamento de energia solar térmica através das tecnologias de coletores solares, combinado com aquecedores a gás, no qual apresentam, para esse fim de aquecimento, eficiência energética melhor que a fotovoltaica. No entanto, para efeito deste trabalho estas cargas de aquecimento foram consideradas como cargas de consumo elétrico.

Diante dos valores da estimativa do consumo médio diário para o estudo de caso (kWh/dia), no qual foi útil para determinar o consumo médio mensal aproximado para os meses do ano, apresentados na Tabela 3.5, determina-se um consumo médio ao longo do ano de 55845kWh.

Tabela 3.5 - Estimativa do consumo médio mensal

Mês	Consumo Médio Mensal [kWh]
jan	4743
fev	4284
mar	4743
abr	4590
mai	4743
jun	4590
jul	4743
ago	4743
set	4590
out	4743
nov	4590
dez	4743
Ano	55845

Fonte: Autor

A partir dos dados de consumo médio anual, foi proposto inicialmente para o estudo uma estimativa média diária ou a energia injetada na rede (E_{rede}) na ordem de 153kWh. Vale ressaltar, quanto ao custo de disponibilidade não foi considerado, com base no dimensionamento do gerador fotovoltaico proposto para este estudo, para o qual atenderá apenas uma parcela da energia consumida pelas cargas da edificação.

3.4 SIMULAÇÃO DE SOMBREAMENTO

O sombreamento em sistemas fotovoltaicos refere-se à situação em que parte dos painéis solares é afetada pela interrupção ou redução da luz solar devido à obstrução por objetos, como árvores, edifícios, estruturas, nuvens ou qualquer outra forma de barreira que bloqueie a radiação solar direta.

O sombreamento é uma preocupação crítica nos projetos e na operação de sistemas fotovoltaicos, pois pode ter um impacto significativo na produção de energia solar. Quando uma ou mais células solares em um painel solar são sombreadas, isso reduz a produção de energia de todo o painel, afetando negativamente o desempenho do sistema como um todo.

O estudo do sombreamento da localização foi realizado pelo software PVsyst 7.4. Para auxiliar na análise, foi elaborado um desenho 3D com as dimensões da edificação para o qual o estudo foi realizado e, neste caso, o entorno do local de instalação, não existe objetos adjacentes mais altos.

A partir do estudo inicial do sombreamento, foram dispostos 68 módulos de modo aproveitar o máximo de área disponível no local para o gerador fotovoltaico. Porém foi identificado dois tipos de sobras que impedem a irradiação de atingir os módulos, sobras pela própria edificação e sobras de espaçamento entre fileiras. Portanto o presente estudo optou por apresentar a Figura 3.5, na qual pode-se observar o gerador fotovoltaico na cor azul e as sombras sobre os módulos na cor cinza.

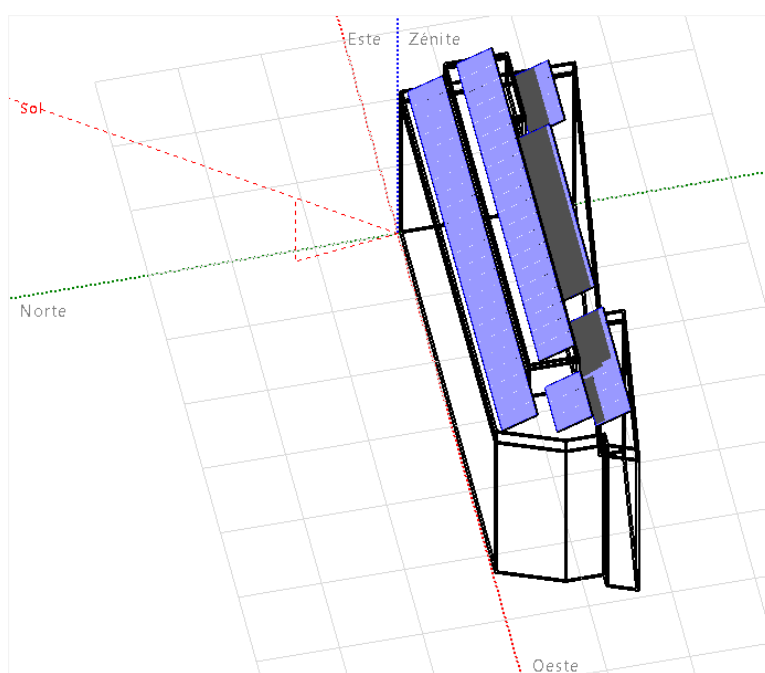


Figura 3.5 - Simulação de sombreamento, estudo inicial
Fonte: Autor usando o PVsyst

Com base na análise do sombreamento o presente estudo, optou por reduzir o número de módulos em um total de 46 unidades, conforme pode ser visto nas Figura 3.6 e Figura 3.7, divididos em dois subarranjos fotovoltaicos, no qual foram dispostos em níveis diferentes.

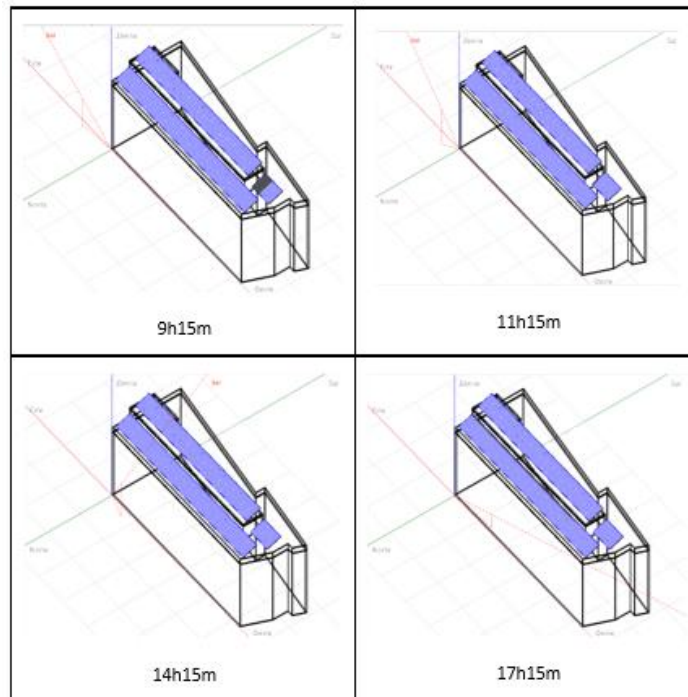


Figura 3.6 - Simulação da projeção do sol do dia 16 de fevereiro
 Fonte: Autor usando o PVsyst

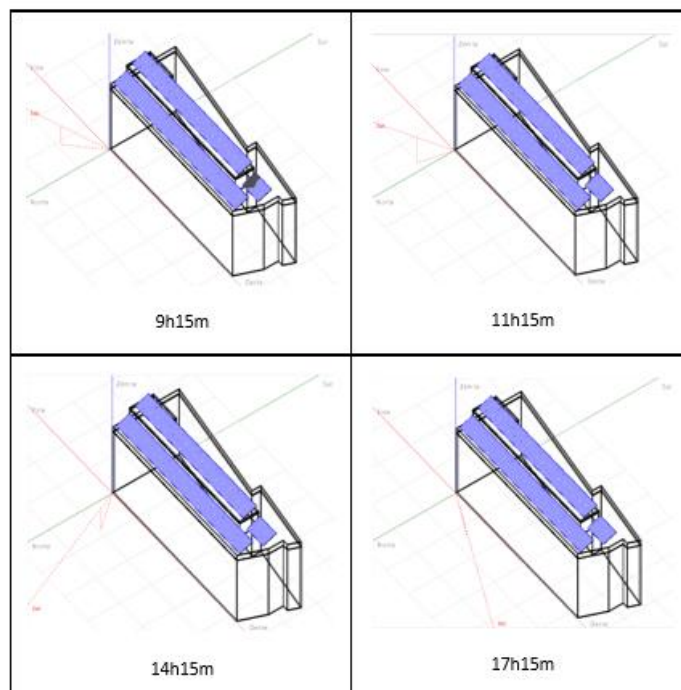


Figura 3.7 - Simulação da projeção do sol do dia 17 de julho
 Fonte: Autor usando o PVsyst

Conforme observado, há pontos de sobreposição em alguns módulos, que ocorre principalmente nas manhãs e varia ao longo do ano conforme a declinação do Sol. Portanto, as perdas de energia ao longo do ano, devido a sombras próximas,

representaram aproximadamente 2,6%, ou seja, a irradiação incidente que não foi convertida em energia.

É importante ressaltar, no sentido de diminuir as perdas por sombreamento, mesmo que pequena, há o risco de superaquecimento dos módulos, causando perdas na produção de energia. Assim, os módulos fotovoltaicos deverão ser protegidos com diodos de *by-pass* e/ou diodos de bloqueio, diminuindo os efeitos do sombreamento sobre a energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico.

3.5 DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

O dimensionamento de um gerador FV, consiste em determinar o conjunto de módulos fotovoltaicos, necessário para o atendimento da demanda das cargas de consumo e, para isso, devem ser observadas todas as perdas inerentes ao sistema. Após a determinação da energia fornecida na rede (E_{rede}), o próximo passo utilizar a Equação (3.6) para calcular a energia que o sistema precisa fornecer ao inversor (E_{GFV}), sendo necessário conhecer o dado do rendimento do inversor, verificado junto à folha de dados do inversor escolhido para o projeto.

$$E_{GFV} = \frac{E_{rede}}{\eta_{inv}} \quad (3.6)$$

Cálculo da energia fornecida ao inversor:

$$E_{GFV} = 153/0,95 = 161,05 \text{ kWh/dia}$$

Onde:

E_{rede} é a energia fornecida à rede igual a 153 kWh/dia;

E_{GFV} é a Energia gerada, em kWh/dia;

η_{inv} é o Rendimento do inversor, em 95%;

A partir da escolha do fabricante e modelo do módulo fotovoltaico a ser aplicado no projeto, das quais as características são demonstradas na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 - Especificações técnicas do módulo escolhido para o projeto

Fabricante	Canadian solar	
Tipo de Tecnologia	Mono-cristalino	
Potência máxima nominal ($P^{\circ}mp$)	535	Wp
Voltagem em potência máxima ($V^{\circ}mp$)	41,10	V
Corrente em potência máxima ($I^{\circ}mp$)	13,02	A cc
Voltagem de circuito aberto ($V^{\circ}oc$)	49,00	Vcc
Corrente de curto-circuito ($I^{\circ}sc$)	13,85	Acc
Eficiência do módulo FV	20,90	%
Faixa de temperatura de operação	-40 até +85	°C
Voltagem máxima do sistema	1000,00	V
Fuzível máximo de proteção	25	A
Dimensões	2261 × 1134 × 35	mm
Area	2,56	m ²
Peso	27,8	kg
Coefficiente de temperatura (γ_{mp})	-0,0034	°C ⁻¹
Coefficiente de temperatura (γ_{oc})	-0,0026	°C ⁻¹
Coefficiente de temperatura (γ_{sc})	0,00050	°C ⁻¹

Fonte: Catálogo do fabricante

Considerando a energia média diária que o sistema fornece ou injeta na rede (E_{rede}), determinamos o número de módulos N. Sendo que o número de horas com irradiação constante (G_T) igual a 1kW/m², ao que permite a utilização (HSP) em função do dado da irradiação no plano inclinado H_T (kWh/m² dia) média anual, pode ser definido através da Equação (3.7), conforme (CRESESB).

$$(HSP) = H_T [kWh/m^2] / G_T [kW/m^2] \quad (3.7)$$

Logo:

$$(HSP) = 4,64 [kWh/m^2] / 1 [kW/m^2] = 4,64h$$

Sendo conhecida a estimativa da energia elétrica consumida, que a princípio será suprida pelo gerador, na qual servirá de base para o cálculo preliminar do número de módulos (N) do gerador fotovoltaico, conforme a Equação (3.8).

$$E_{rede} = N \times P^{\circ}_{mp} \times (HSP) \times (TD) \quad (3.8)$$

Sendo:

E_{rede} é a energia gerada para consumo e/ou injetada na rede (kWh/dia);

N é o Numero de modulos fotovoltaicos;

HSP corresponde a Horas de Sol Pleno, conforme CRESESB;

TD é a Taxa de Desempenho; $0,70 < TD < 0,80$, conforme CRESESB;

Calculamos, então o número de módulos N aproximado para o estudo de caso:

$$153[\text{kWh dia}] = N \times 0,535 [\text{kW}] \times 4,64 [\text{h/dia}] \times 0,75$$

$$\text{Resultando: } N = 82,18 \text{ PF}$$

Em função das características construtivas da edificação, em que a área disponível é limitada para montagem dos módulos fotovoltaicos e existência de interferência de sombreamento no local, reduzindo a área útil para o gerador fotovoltaico, após o estudo das possíveis configurações de layout do gerador fotovoltaico, o presente estudo propôs para o projeto a instalação de 46 módulos fotovoltaicos, dispostos conforme mostra a Figura 3.8.

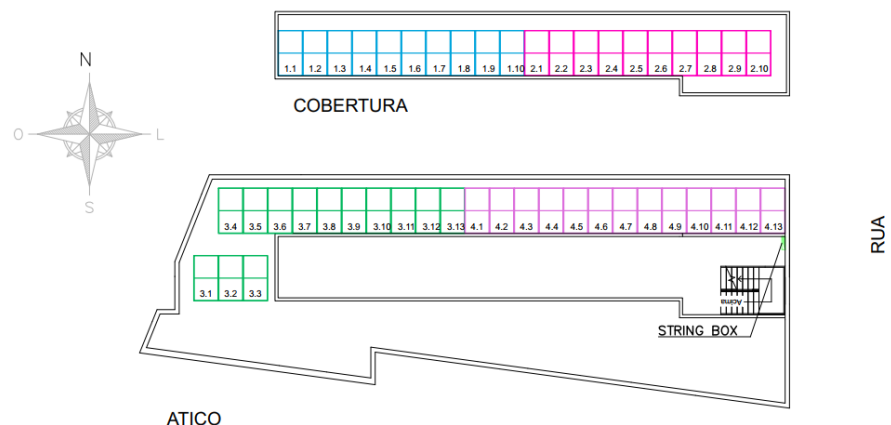


Figura 3.8 - Layout do arranjo fotovoltaico

Fonte: Autor

Tendo em vista a definição do número de módulos (N) estimado do estudo de caso é necessário calcular a energia fornecida a rede (E_{rede}) pelo gerador, com taxa

de desempenho (TD) igual a 0,75 e o número de Horas de Sol Pleno (HSP) escolhido do mês de julho por exemplo.

$$E_{rede} = 46 \times 0,535 \text{ [kW]} \times 4,14 \text{ [h]} \times 0,75$$

$$E_{rede} = 76,4 \text{ kWh/dia}$$

Logo temos:

$$\text{Para os 31 dias de julho, } E_{rede} = 2369 \text{ kWh/mês;}$$

Entretanto, o cálculo da energia injetada ou energia fornecida a rede (E_{rede}) é um dado muito útil para o balanço de energia, como energia não consumida da rede e geralmente são avaliados em unidade de kWh/ano. Portanto, optou se por apresentar a Tabela 3.7 com os valores da energia fornecida a rede mensal e na qual também pode se verificar o montante anual da energia fornecida a rede (31239kWh/ano).

Tabela 3.7 - Valor da energia fornecida a rede

Mês	HSP [h]	Energia fornecida médio dia [kWh/dia]	Energia fornecida médio mês [kWh/mês]
jan	4,72	87	2701
fev	5,20	96	2687
mar	4,81	89	2752
abr	4,68	86	2591
mai	4,23	78	2420
jun	4,11	76	2276
jul	4,14	76	2369
ago	4,98	92	2849
set	4,46	82	2470
out	4,58	85	2621
nov	4,73	87	2619
dez	5,04	93	2884
Ano			31239

Fonte: Autor

Após a determinação aproximada da energia fornecida pelo sistema na entrada da rede foi necessário recalcular a energia gerada pela fonte fotovoltaica (E_{GFV}), no qual servira para análise do rendimento do sistema, conforme o cálculo a seguir.

$$E_{GFV} = 76,4 / 0,95 = 80,42 \text{ kWh/dia}$$

A verificação das condições de operação sob a influência da temperatura ambiente na qual os módulos serão expostos, são determinadas através do cálculo da temperatura de (T_c), com base no dado da temperatura média máxima anual para a cidade de São Paulo, **T_{max} = 26,1 °C** e **G_T igual a 1000W/m²**.

$$T_c = 26,1 + (1000/800) \times (45 - 20) \times 0,9 = 54,23 \text{ °C}$$

Tendo determinado a temperatura de célula (T_c), pode se então calcular a potência máxima do módulo (P_{mp}), para uma irradiação média horária G_T igual 1000W/m² (CRESESB), calculado a seguir.

$$P_{mp} = 535 \times (1000 / 1000) \times (1 - 0,0034 \times (54,23 - 25)) = 481,84 \text{ W}$$

Conhecendo a potência máxima do modulo (P_{mp}), é possível verificar as perdas no sistema, em relação a temperatura ambiente e o rendimento do inversor, para a energia gerada (E_{GFV}), utilizando a taxa de desempenho corrigida ($(TD)^*$) expressa pela Equação (3.9).

$$(TD)^* = TD \times \frac{P^{°mp}}{P_{mp}} \times \frac{1}{\eta_{inv}} \times \frac{1}{\eta_{SPMP}} \quad (3.9)$$

Onde:

TD^* é a taxa de desempenho corrigida;

η_{SPMP} é o rendimento do inversor em operação no ponto de máxima potência;

η_{inv} é o rendimento do inversor escolhido para o projeto, em %;

Logo temos:

$$(TD)^* = 0,75 \times \frac{535}{481,84} \times \frac{1}{0,95} \times \frac{1}{0,99} = 0,88$$

É pertinente ressaltar que, em conformidade com o valor de (TD), é possível afirmar a ocorrência de perdas estimadas de até 12% nos demais elementos do sistema. Através da correção da taxa de desempenho (TD), é viável realizar uma estimativa do número (N) de módulos fotovoltaicos por intermédio da aplicação da Equação (3.10).

$$E_{GFV} = \eta_{SPMP} \times N \times P_{mp} \times (HSP) \times (TD)^* \quad (3.10)$$

Logo:

$$80,42 = 0,99 \times N \times 0,48184 \times 4,14 \times 0,88$$

$$N = 46,27$$

Com base no valor estimado de (N), o presente estudo optou por prosseguir com 46 módulos fotovoltaicos. Portanto, a potência de pico (P_{pGFV}) do gerador fotovoltaico, pode ser determinada simplesmente utilizando a Equação (3.11).

$$P_{pGFV} = N * P_{mp}^0 \quad (3.11)$$

Logo:

$$P_{pGFV} = 46 * 535 = 24610Wp$$

3.6 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

Para o dimensionamento do inversor CC/CA, devem ser observados os seguintes fatores, verificar no mercado tecnologias que se aplique aos critérios de projeto para sistemas conectados à rede, estabelecidos pelas normas da ANEEL e da concessionária local, definir a potência do inversor com base no FDI e atender os

parâmetros definidos pelo gerador fotovoltaico quanto as questões que envolvem o equilíbrio operacional do próprio inversor.

Considerando a potência de pico (P_{pGFV}) do gerador fotovoltaico do caso em estudo, foi selecionado um inversor com potência de corrente alternada (P_{inCA}) de 20000W. Este inversor possui duas MPPTs, cada uma com duas *strings*, cujas especificações fundamentais estão detalhadas na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 - Especificações do inversor escolhido para o projeto

Dados do Inversor			
Fabricante		Canadian solar	
Entrada CC			
Potência Máx. CC		30000	W
Máxima voltagem		1000	V
Tensão CC de entrada de partida		180	V
Faixa de operação por MPPT		160 a 850	V
Número de MPPT		2	
Número de entradas por MPPT		1/1	
Corrente nominal por MPPT		22	A
Máxima corrente de curto-circuito por MPPT		34,3	A
Saída CA			
Potência nominal CA		20000	W
Máx. Potência CA		22000	W
Conexão com rede		3F	
Faixa de tensão de saída		220/380	V
Corrente máxima de saída		31,80	A
Frequência		50/60	Hz
Eficiência			
Máxima eficiência		98,80	%
Eficiência europeia		98,10	%
Eficiência SPMP	>	99,50	%
Consumo stand-by	<	1,00	W
Rendimento do inversor	η_{inv}	95,00	%

Fonte: Catálogo do fabricante

Com base no dado da potência do máxima CA do inversor é possível o cálculo do FDI através da Equação (3.12).

$$FDI = \frac{P_{inCA}}{P_{pGFV}} \quad (3.12)$$

Sendo:

P_{inCA} a Potência nominal do inversor em corrente alternada, em W;

Ao substituir os valores na equação temos:

$$FDI = \frac{20000}{24610} = 0,81$$

De acordo com o cálculo realizado do FDI ao qual o valor resultou em 0,81, está dentro dos limites para $0,6 \leq (FDI) \leq 0,9$.

As *string's* funcionam com uma faixa de tensão e corrente, em função da combinação do número de módulos ligados em série, no qual deve satisfazer a faixa de tensão mínima e máxima específica da entrada MPPT do inversor. No entanto, tendo em vista que o inversor possui 2 MPPT, o presente estudo optou por distribuir os 46 módulos em 2 subarranjos fotovoltaicos, sendo denominados MPPT1 com 2 *strings* de 10 módulos cada e MPPT2 com 2 *strings* de 13 módulos cada.

Ao longo do período diurno, a operação do gerador fotovoltaico exige uma análise detalhada dos limites da faixa de tensão mínima e máxima do MPPT. Essa avaliação é baseada nas condições térmicas mais críticas durante o dia. Portanto, o limite inferior requer uma análise considerando a temperatura da célula (T_c) corrigida para a temperatura média máxima ($T_{a \text{ MAX}}$) registrada no mês de fevereiro (INMET). Já o limite superior demanda a correção de (T_c) para a temperatura média mínima ($T_{a \text{ MIN}}$) observada no mês de julho (INMET). Adicionalmente, é essencial considerar a irradiação média (GT) fixada em $1000\text{W}/\text{m}^2$ (CRESESB) para essa avaliação.

A partir da temperatura máxima média ($T_{a \text{ MAX}}$) igual a 29°C , calculamos a (T_c) e em seguida a tensão de pico mínima ($V_{mp \text{ MIN}}$):

$$T_c = 29 + [1000/800] \times [45-20] \times 0,9 = 29 + 28,1 = 57,10^\circ\text{C}$$

$$V_{mp(\text{min})} = 41,10 \times (1-0,0026 (57,10 - 25)) = 41,10 \times 0,9165 = 37,67\text{V}$$

Para temperatura mínima média ($T_{a \text{ MIN}}$) igual a $12,8^\circ\text{C}$ calculamos a (T_c) e em seguida a tensão de pico mínima ($V_{mp\text{MAX}}$). Neste caso o cálculo é mais preciso quando é considerado a irradiação média (GT) de $386,34\text{W}/\text{m}^2$ com base no HT no plano inclinado de 24° para essa avaliação da temperatura de célula nos dias mais frios (CRESESB).

$$T_C = 12,8 + [386,34/800] * [45-20] * 0,9 = 12,8 + 10,86 = 23,66^\circ\text{C}$$

$$V_{mpMAX} = 41,10 \times (1 - 0,0026 (23,66 - 25)) = 41,10 \times 1,003 = 41,23\text{V}$$

O inversor estabelece para as *strings* uma tensão máxima (1000V) na qual dever ser analisada, com base na (T_C) calculada nas condições mais críticas de operação dos módulos, que ocorre em noites mais frias. Porém, durante a noite a irradiação GT é igual a zero (W/m^2) e em relação a temperatura deve se considerar a **temperatura ambiente mínima recorde** ($T_{a \text{ MIN}}$), média anual no cálculo da (T_C). Entretanto, deve ser analisado com base na **tensão de circuito aberto máxima** (V_{OCMAX}) o valor desejado é menor que a tensão máxima (1000V).

Assim, obtendo o dado da temperatura ambiente mínima recorde ($T_{a \text{ MIN}}$) calcula-se (T_C) e em seguida o cálculo da tensão de circuito aberto máxima (V_{OCMAX}), conforme descrito abaixo:

$$T_C = -2,1 + [0/800] * [45-20] * 0,9 = -2,1 + 0 = -2,1^\circ\text{C}$$

$$V_{OCMAX} = 49,00 * (1 - 0,0026 (-2,1 - 25)) = 49,00 \times 1,06175 = 52,45 \text{ V}$$

A **corrente de curto-circuito máxima** (I_{SCMAX}) suportada pelo inversor, deve ser analisada com os módulos operando sob a temperatura do dia mais quente do ano. Sendo a (T_C) com base no dado da temperatura máxima média ($T_{a \text{ MAX}}$) referência do mês de fevereiro do presente ano (INMET), cujo valor não deve ser maior que o dado fornecido pelo fabricante máxima corrente de curto-circuito para entrada MPPT.

$$I_{SC} = 13,85 * (1 + 0,00050 (57,10 - 25)) = 13,85 * 1,016 = 14,07 \text{ A}$$

Para 2 *strings* em paralelo por MPPT temos $2 \times 14,07 = 28,14\text{A} < 34,3 \text{ A}$

OK

Portanto, após a definição do arranjo dos módulos fotovoltaicos que irá compor o gerador, será necessário a verificação do número módulos fotovoltaicos ligados em série por fileiras ou *string* (N_{pf}), de modo que os parâmetros de tensão de entradas SPMP do inversor sejam respeitados. O método que permite a verificação dos limites de entrada SPMP pode ser realizado pela Equação (3.13).

$$\frac{V_{spmp}(\text{mín})}{V_{mp}(T \text{ máx})} < N_{pf}(\text{série}) < \frac{V_{spmp}(\text{máx})}{V_{mp}(T \text{ mín})} \quad (3.13)$$

Sendo:

$V_{SPMP}(\text{mín})$ a mínima tensão de operação do SPMP;

$V_{SPMP}(\text{máx})$ a máxima tensão de operação do SPMP;

$V_{mp}(T \text{ mín})$ a tensão de máxima potência do módulo na temperatura mínima;

$V_{mp}(T \text{ máx})$ a tensão de máxima potência do módulo na temperatura máxima;

Logo:

$$(160/37,67) = 4,25 < 10 < (850/39,40) = 21,57$$

Com base nos dados obtidos com a verificação dos parâmetros da faixa de operação do inversor, o presente estudo optou por apresentar os resultados por meio de um diagrama exposto na Figura 3.9, onde mostra o faixo de operação MPPT1 com 10 módulos por string e do MPPT2 com 13 módulos por *string*.

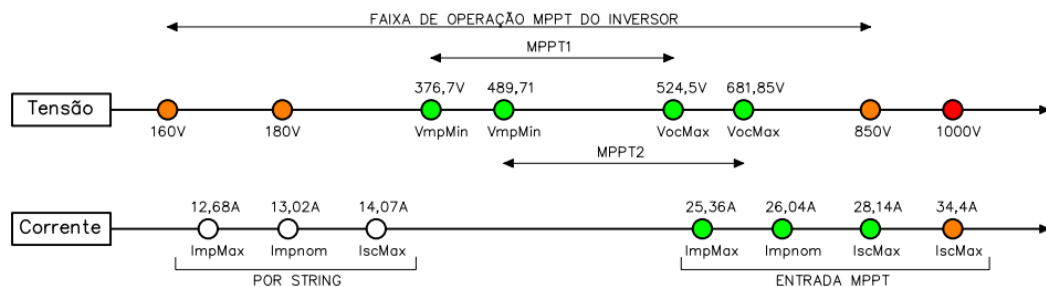


Figura 3.9 - Resultados da verificação da faixa operação do inversor

Fonte: Autor

3.7 PROJETO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

O projeto elétrico consiste em dimensionar os componentes, que fazem as conexões entre o gerador fotovoltaico e a UCP e, saindo da UCP até o ponto de conexão com a rede, de maneira que todo sistema opere em equilíbrio e segurança ao operador do sistema. Para isso devem ser obedecidas as normas técnicas aplicáveis aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Para um melhor

entendimento das interligações elétricas entre os componentes do sistema, foi elaborado um diagrama de blocos representado os trechos dos circuitos DC e CA do sistema fotovoltaico proposto para o estudo, conforme mostra a Figura 3.10.

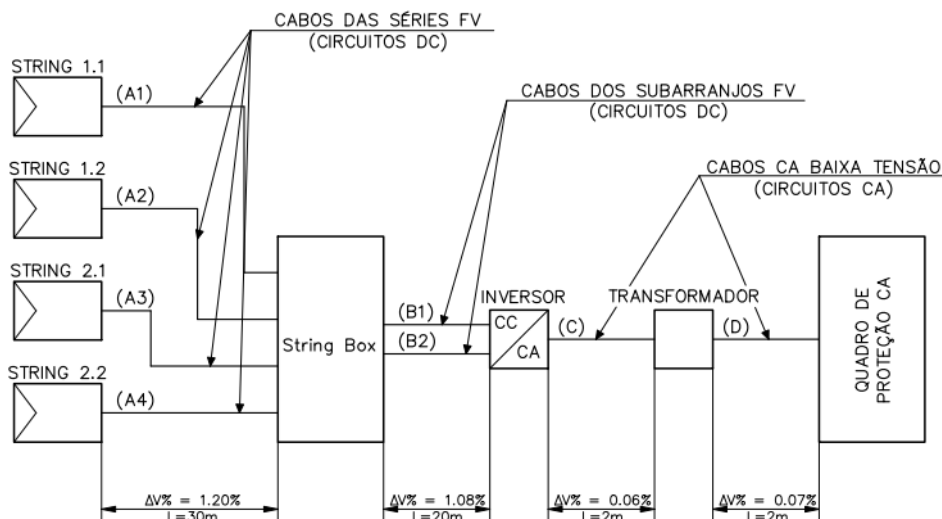


Figura 3.10 - Diagrama de bloco dos trechos circuitos DC e CA
Fonte: Autor

3.7.1 Dimensionamento dos condutores

O dimensionamento dos condutores elétricos DC ou CA, devem satisfazer conjuntamente a três critérios, a seguir:

- Capacidade de condução de corrente;
- Limites de queda de tensão;
- Capacidade de condução de corrente de curto-circuito por tempo limitado, considerado apenas para os circuitos CA;

Sendo a corrente de projeto (I_B) conhecida, pode-se dar início ao cálculo dos condutores elétricos, para a qual são inicialmente dimensionados pelos dois primeiros critérios.

O critério de capacidade de condução consiste em determinar o valor da corrente que percorre o condutor (I_e) de acordo com o método de instalação, em seguida, procurar a seção nominal correspondente em tabelas das normas NBR 16612/2012 para cabos DC ou NBR 5410/2008 para cabos de baixa tensão em CA. No entanto, a expressão determina a corrente do condutor (I_e) em função dos fatores

de correção que referenciam as formas de instalação dos condutores (NBR 5410/2008), simplesmente utilizando a Equação (3.14).

$$I_e = \frac{I_B}{FCA \times FCRS \times FCT} \quad (3.14)$$

Onde:

I_B é a corrente de projeto do circuito, em A;

I_e é a corrente presumida, em A;

FCA é o fator de correção agrupamento (tabela 42 ou 45, NBR-5410);

FCRS é o fator de correção da resistividade do solo (tabela 41, NBR-5410);

FCT é o fato de correção de temperatura (tabela 40, NBR-5410);

Obtendo a seção mínima do condutor com base na capacidade de condução, o próximo passo é verificar se a seção do condutor atende aos limites de queda de tensão nos circuitos terminais, conforme valores máximos estabelecidos pela norma ou pelo projetista. Para determinar as perdas por queda de tensão nos condutores, o cálculo é realizado através da Equação (3.15). Os resultados de queda de tensão nos trechos DC, foi de 3% conforme NBR 16690 e nos trechos CA, foi de 4% conforme NBR 5410.

$$\Delta V\% = \frac{L \times I_B}{(\gamma \times S) \times V_n} * 100 \quad (3.15)$$

Onde:

e é a queda de tensão, em %;

L é o comprimento do condutor, em m;

I_B é a corrente de projeto do circuito, em A;

γ é a condutividade do condutor, para o cobre é 46,82 m/Ω. mm²;

S é a seção transversal do condutor, em mm²;

V_n é tensão nominal em V;

3.7.1.1 Cabos dos series fotovoltaicas e subarranjo DC

Os circuitos DC (series fotovoltaicas) de nome A1 ao A4, geralmente são instalados ao ar livre (Método C1) e fixados nos suportes de apoio dos módulos, são dimensionados para corrente I_B corresponde ao I_{SCMAX} (T_{cmax}) dos módulos fotovoltaicos, portanto nestas condições, a corrente presumida (I_e) é determinada aplicando apenas o fator (FCA), conforme o cálculo a seguir:

$$I_{SCMAX}=I_{SCMOD}=I_B= 14,07A (T_{cmax})$$

$$I_e = \frac{14,07}{0,8} = 17,59A$$

Entretanto, Conforme a recomendação da ABNT NBR 16690, para o dimensionamento dos cabos solares que estejam próximos aos painéis fotovoltaicos, deve ser considerar a temperatura ambiente somada a 40°C da norma, ou seja, temperatura de operação do circuito ($T_{OPER MIN}$) e a temperatura ambiente média anual (T_{max} anual = 29°C) registrada no mês de fevereiro (INMET) mais os 40°C igual a 69°C. Os cabos solarem suportam uma temperatura de operação de 90°C, podendo operar em 120°C por determinados períodos de no máximo de 20.000 horas.

Portanto a seleção do condutor foi realizada através da tabela C3 (NBR 16612/2012) conforme mostra a Figura 3.11, na qual se observa para o modo 2 a seção de #4mm², para temperatura no condutor de 90° em regime permanente.

Para as condições de operação, foi considerada a correção da capacidade de condução de corrente do cabo para a temperatura de 70°C com base no fator (FCT) da Tabela 40 da NBR 5410/2008 (NAKANO, 2022). A verificação é feita multiplicando o FCT pela corrente do condutor e o resultado deve ser maior que (I_e) a corrente presumida, conforme descrito abaixo:

$$\text{Para condutor \#4mm}^2 (34A), I_c = 34 \times 0,58 = 19,72A > 17,59A \text{ OK}$$

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

Figura 3.11 - Seleção da seção condutores A1 ao A4 utilizando a tabela C3

Fonte: NBR 16612/2012

Já circuitos DC (subarranjo fotovoltaico) de nome B1 e B2, são compostos por duas series cada, instalados em eletrodutos não metálicos embutidos em parede, (Método C4) e fixados nos suportes de apoio dos módulos, sendo assim, a corrente I_B é igual ao total da soma de I_{SCMAX} (T_{cmax}) da série 1 e 2, do subarranjo fotovoltaico, desta forma, a corrente presumida (I_e) é determinada aplicando apenas o fator (FCA), conforme o cálculo a seguir:

$$I_{SCMAX} = I_{SCMOD} = I_B = 28,14A \text{ (} T_{cmax} \text{)}$$

$$I_e = \frac{28,14}{0,8} = 35,17A$$

A seleção do condutor neste caso, foi realizada através de consulta a tabela C10 (NBR 16612/2012), conforme pode ser observado na Figura 3.12. A tabela fornece a seção do condutor de #4mm² em função da temperatura ambiente de projeto de 29°C, pela tabela a temperatura mais próxima é 30°C.

Tabela C.10 – Capacidade de condução de corrente para temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Capacidade de condução de corrente A		
	20 °C	30 °C	40 °C
1,5	25	22	19
2,5	32	29	24
4	42	37	32
6	52	46	39
10	73	64	55

Figura 3.12 - Seleção da seção condutores B1 e B2 utilizando a tabela C10

Fonte: NBR 16612/2012

Após o dimensionamento da seção dos condutores pelo critério de condução de corrente para cada trecho dos circuitos DC das series e subarranjo fotovoltaico. O próximo passo será verificar a seção do condutor atende ao critério de queda de tensão no ponto de entrada MPPT do inversor.

Sendo a tensão do circuito DC (V_n) igual a **tensão mínima no ponto de máxima potência** ($V_{mp\ min}$) que corresponde a temperatura máxima (T_{cmax}) do subarranjo fotovoltaico. O cálculo que estabelece a queda de tensão é apresentado a seguir:

Verificação da queda de tensão circuitos A1 ao A4: Condutor: # 4mm²;

$V_n = V_{mp\ min} = 376,7\ V$ (para T_{cmax});

Comprimento $L = 30m$

$$\Delta V\% = \frac{(30 \times 2) \times 14,07}{(46,82 \times 4) \times 376,7} * 100 = 1,20\%$$

A queda de tensão no circuito foi de 4,50V, então a nova tensão no ponto será de 372,2V.

Do mesmo modo foi verificado a queda de tensão (circuitos B1 e B2) para o condutor de seção # 6 mm², conforme o cálculo a seguir:

$$\Delta V\% = \frac{(20 \times 2) \times 28,14}{(46,82 \times 4) \times 372,2} * 100 = 1,61\%$$

A queda de tensão no circuito foi de 6,0V, então a nova tensão no ponto será de 366,2V. Percentual da queda de tensão para os circuitos DC, resultou em 2,81%.

3.7.1.2 Cabos de baixa tensão CA

Vale ressaltar, conforme explicado anteriormente a tensão de fornecimento da rede pública é em 220V (estrela com neutro aterrado). Portanto, exige do projeto a instalação de um transformador para conversão da tensão da saída do inversor (380V-trifásico) para tensão da fornecida da rede (220V-trifásico).

Entretanto, pelo critério de condução de corrente, o cálculo da seção nominal dos cabos de baixa tensão dos trechos (C) e (D), instalados em eletroduto aparente

(protegido contra intempéries) de acordo com o método B1 (NBR 5410/2008). O trecho (C) sendo a saída do inversor, a corrente de projeto (I_B), deve ser definida a partir da corrente máxima de saída ($I_{INV} = 31,8 A$) do inversor. Diante do exposto, para o trecho (C) a corrente presumida (I_e) é determinada aplicando o fator (FCA=1 da Tabela 42) e o fator (FCT=0,87 da Tabela 40) com base na temperatura ambiente de operação ($T_{OPER MÍN}$) somada de 15°C, conforme os cálculos a seguir:

Verificação da temperatura ambiente do circuito para $T_{a max} = 29°C$ (fevereiro):

$$T_{a max} = 29°C \text{ (fevereiro);}$$

$$T_{OPER MÍN} = 29 + 15 = 44°C$$

$$I_B = I_{INV} = 31,8A$$

$$I_e = \frac{31,8}{1 \times 0,87} = 36,55A$$

Com base nos dados calculados, a seleção do condutor foi realizada através da tabela 37 (NBR 5410/2008), conforme mostra a Figura 3.13, na qual se observa para o modo 3 condutores carregados, foi selecionado o condutor de seção #6mm² como sendo o condutor a ser utilizado no trecho.

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D
Condutores: cobre e alumínio
Isolação: EPR ou XLPE
Temperatura no condutor: 90°C
Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

Figura 3.13 - Seleção da seção do condutor C utilizando a tabela 37
 Fonte: NBR 5410/2008

Para o trecho (D) saída do transformador em 220V trifásico o cálculo da corrente de projeto (I_B), foi realizado com base na relação de transformação ($RT_i = 0,57895: 1$) do transformador e o resultado pode ser observado no cálculo abaixo:

$$I_n = 45,7/78,9 \text{ A} \quad (I_{np} = 31,8/55 \text{ A})$$

Entretanto, para o trecho (D) a corrente presumida (I_e) é determinada aplicando o fator ($FCA=1$ da Tabela 42) e o fator ($FCT=0,96$ da Tabela 40) com base na temperatura ambiente de operação ($T_{OPER \text{ MÍN}}$) somada de 5°C , conforme os cálculos a seguir:

$$T_{a \text{ max}} = 29^\circ\text{C} \text{ (fevereiro);}$$

$$T_{OPER \text{ MÍN}} = 29 + 5 = 34^\circ\text{C}$$

$$I_B = I_{np} = 55\text{A}$$

$$I_e = \frac{55}{1 \times 0,96} = 57,3\text{A}$$

Com base nos dados calculados para o trecho (D), a seleção do condutor foi realizada através de consultar tabela 37 (NBR 5410/2008), conforme mostra a Figura 3.14, portanto, para o modo 3 condutores carregados a seção deve ser de $\#10\text{mm}^2$.

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D
Condutores: cobre e alumínio
Isolação: EPR ou XLPE
Temperatura no condutor: 90°C
Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm^2	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

Figura 3.14 - Seleção da seção do condutor D utilizando a tabela 37
 Fonte: NBR 5410/2008

Após o dimensionamento da seção dos condutores pelo critério de condução de corrente para cada trecho dos circuitos CA. Foi realizada a verificação da seção do condutor em relação ao critério de queda de tensão no ponto de conexão com rede.

Sendo o primeiro trecho (C) saída do inversor, a tensão nominal (V_n) é igual a 380V trifásico e a corrente nominal igual a ($I_n=I_{INV}$) 31,8A. Portanto, a cálculo que estabelece a queda de tensão no trecho (C) do condutor (#6mm²-EPR), ou seja, no ponto de entrada do transformador é apresentado a seguir:

$$\Delta V\% = \frac{2 \times 31,8}{(46,82 \times 6) \times 380} \times 100 = 0,06\%$$

A queda de tensão no circuito foi de 0,20V, então a nova tensão no ponto de entrada do transformador será de 379,8V.

Conhecendo a tensão no primeiro do transformador ($V_A = 379,8V$) é necessária observar a relação de transformação (RTv de 1: 0,57895) para secundário (trecho D) do transformador. Conforme os cálculos a tensão no secundário do transformador ($V_n=V'_A$) resultou em 219,8V e a corrente nominal igual a ($I_n=I_{np}$) 55A.

Portanto, o cálculo que estabelece a queda de tensão no trecho (D) do condutor (#16mm²-EPR), ou seja, no ponto de conexão com a rede pode ser visto a seguir:

$$V'_A = V_A \times 0,57895 = 379,8 \times 0,57895 = 219,8$$
$$\Delta V\% = \frac{2 \times 55}{(46,82 \times 16) \times 219,8} \times 100 = 0,07\%$$

A queda de tensão no trecho (D) circuito foi de 0,10V, então a nova tensão no ponto de conexão com rede, resultou em de 219,7V.

Portanto, o percentual da queda de tensão para os circuitos CA, resultou em 0,13%.

3.7.2 Dimensionamento dos dispositivos de proteção

Os dispositivos de proteção contra as sobrecorrentes (disjuntores e fusíveis) devem ter classe de corrente específica DC ou CA. Os circuitos elétricos para o qual

são dimensionados só estarão adequadamente protegidos contra as sobrecorrentes quando todos os elementos, tais como condutores, chaves fusíveis e disjuntores, estiverem com suas capacidades térmicas e dinâmicas iguais ou inferiores aos valores dos dispositivos de proteção correspondentes.

A proteção dos condutores contra curto-circuito entre dois pontos pode ser assegurada através da seletividade entre duas proteções, na qual a proteção mais próxima do ponto de falha é a que deve ser ativada.

A seletividade compreende a definição do ajuste da proteção, considerando a combinação de dois métodos:

- Níveis degraus de corrente: ajuste de corrente de disparo de relés magnéticos dos dispositivos de proteção;
- Degrau de tempo: ajuste das unidades de disparo retardado dos relés dos dispositivos de proteção;

3.7.2.1 Dispositivos de proteção dos circuitos DC

Definição do dispositivo de proteção contra sobrecarga (I_n) para os circuitos DC, conforme a NBR 16690-2019:

Com relação aos dispositivos de proteção dos circuitos DC, dos cabos (#4mm² - Solar) de nome A1 ao A4 (series fotovoltaica), o cálculo foi realizado com base nos dados obtidos da **tensão de circuito aberto máxima** ($V_{OCMAX MPPT2}$) que corresponde a temperatura de célula (T_c) na temperatura ambiente mínima recorde ($T_{a MIN}$) e da **corrente de curto-circuito máxima** (I_{SCMAX}) correspondendo a temperatura de célula (T_c) na temperatura ambiente máxima ($T_{a MAX}$).

$$V_{OCMAX (MPPT2)} = 681,85V < V_F=1000V \text{ OK}$$

$$I_{SCMAX}=I_{SCMOD} = 14,07A$$

$$I_{cond} = I_Z = 34A$$

$$I_{SCMAX OCPR} = 25 A \text{ (catálogo)}$$

$$1,5 \times I_{SCMOD} < I_n < 2,4 \times I_{SCMOD}$$

$$1,5 \times 14,07 < I_n < 2,4 \times 14,07 \rightarrow 21,10 < 25 < 33,77 \text{ OK}$$

$$\text{Fusível de } I_n = 25A$$

$$I_n \leq I_{MOD \text{ MÁX. OCPR}} \rightarrow 25 \leq 25A \text{ OK}$$

Coordenação entre proteções e os condutores:

$$I_2 = I_n \leq I_z \rightarrow 25 \leq 34A \text{ OK}$$

$$I_B = I_{SC \text{ MOD}} \leq I_n \leq I_z \rightarrow 14,07 < 25 < 34 \text{ OK}$$

No caso dos circuitos B1 e B2 dos subarranjos do sistema fotovoltaico, a corrente do subarranjo ($I_{SC \text{ S-ARR}}$) pode ser definida, multiplicado ($I_{SC \text{ MAX MOD}}$) pelo número de strings do subarranjo.

Portanto o resultado do dimensionamento dos dispositivos de proteção dos condutores (# 4mm² - Solar) dos circuitos B1 e B2, podem ser vistos a seguir:

$$I_{SC \text{ MAX}} = I_{SC \text{ S-ARR}} = 28,14 \text{ A}$$

$$I_{cond} = I_z = 37A;$$

$$I_{SC \text{ MAX}} = 34,3 \text{ A (catálogo)}$$

$$1,25 \times I_{SC \text{ S-ARR}} < I_n < 2,4 \times I_{SC \text{ S-ARR}}$$

$$1,25 \times 28,14 < I_n < 2,4 \times 28,14 \rightarrow 35,17 < 32 < 67,53 \text{ OK}$$

$$\text{Fusível de } I_n = 32A$$

Coordenação entre as proteções e os condutores:

$$I_2 = I_n \leq I_z \rightarrow 32 \leq 37A \text{ OK}$$

$$I_B = I_{SC \text{ S-ARR}} \leq I_n \leq I_z \rightarrow 28,14 < 32 < 37 \text{ OK}$$

3.7.2.2 Dispositivos de proteção dos circuitos CA

Definição do dispositivo de proteção contra sobrecarga (I_n) para os circuitos CA, conforme a NBR 5410:

Foi observado as características do transformador de 30kVA (380V – 220V) trifásico para determinar (I_n) a corrente nominal dos dispositivos de proteção para os condutores.

Entrada do transformador em 380V (do inversor) condutor #6mm² - EPR:

$$V_{CAMAX} = 418 \text{ VCA (Vn+10\%)} < V_F = 690V \text{ OK}$$

$$I_B = I_{INV} = 31,8 \text{ A}$$

$$I_{\text{cond}} = I_z = 48 \text{ A}$$

$$I_n = 1,25 \times 31,8 = 39,75 \text{ A} \rightarrow \text{Disjuntor de } I_n = 40\text{A}$$

Coordenação entre proteções e os condutores:

$$I_2 = I_n \leq I_z \rightarrow 40 \leq 48 \text{ OK}$$

$$I_B = I_{\text{INV}} \leq I_n \leq I_z \rightarrow 31,8 \leq 40 \leq 48 \text{ OK}$$

Saida do transformador em 220V e condutor #10mm²-EPR:

$$V = 242 \text{ VCA (} V_n + 10\% \text{)} < V_F = 690\text{V OK}$$

$$I_B = 55\text{A}$$

$$I_{\text{cond}} = I_z = 66 \text{ A}$$

$$I_n = 1,10 \times 55 = 60,5 \text{ A} \rightarrow \text{Disjuntor de } I_n = 63\text{A OK}$$

Coordenação entre proteções e os condutores:

$$I_2 = I_n \leq I_z \rightarrow 63 \leq 66 \text{ OK}$$

$$I_B = I_{\text{INV}} \leq I_n \leq I_z \rightarrow 55 \leq 63 \leq 66 \text{ OK}$$

3.7.3 Especificações do sistema fotovoltaico

Com base nas informações obtidas do dimensionamento dos circuitos elétricos DC e AC, é necessário elaborar uma representação na forma de diagrama unifilar, a fim de cumprir as regulamentações estabelecidas pelas concessionárias de energia e as normas de segurança operacional do sistema elétrico. Para este estudo de caso específico, o diagrama unifilar correspondente foi apresentado na Figura 3.15, para mais detalhe ver ANEXO-A.

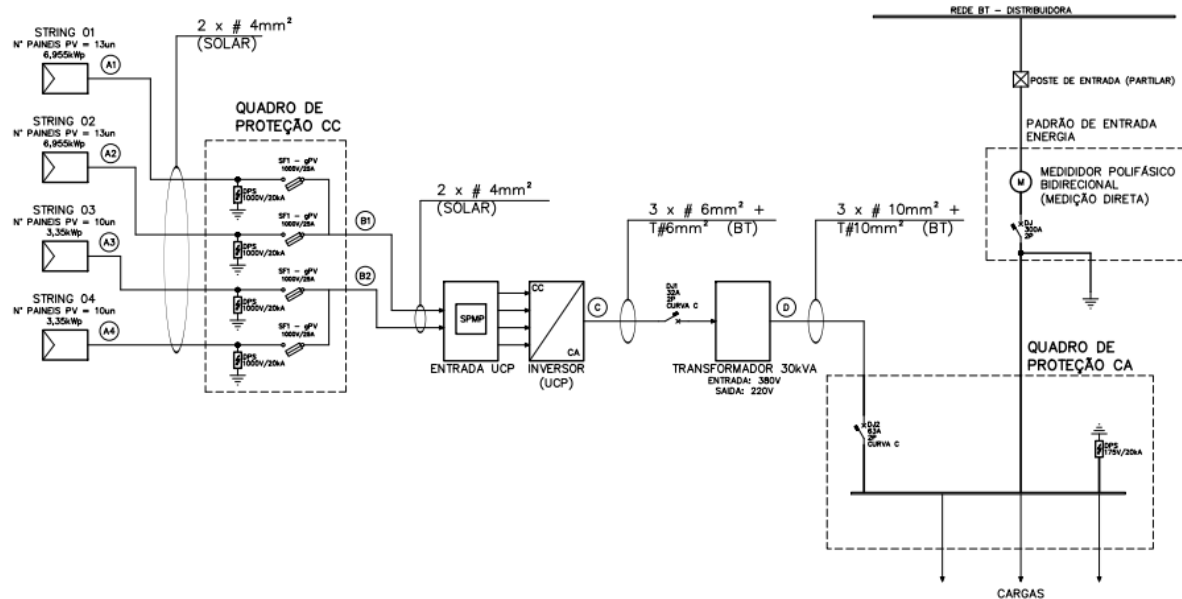


Figura 3.15 - Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico
Fonte: Autor usando ZWcad

Especificações exigidas para o sistema fotovoltaico:

- Gerador fotovoltaico: com 46 módulos monocristalino de 535Wp cada;
- Inversor (Unidade de Conversão de Potência): 20000W, 2 MPPT, faixa de operação de 160V a 850V e máxima corrente de curto-circuito de 34,3A por MPPT;
- Transformador 30kVA IP-55, primário em 380V e secundário em 220V;
- Circuitos A1 ao A4: com condutores de # 4mm² (Solar) e proteção por fusível de (In) 25A;
- Circuitos B1 e B2: com condutores de # 4mm² (Solar) e proteção por fusível de (In) 32A;
- Circuito C: entrada do transformador (380V) com #6mm² isolamento em EPR e proteção com disjuntor de 40A – 690V;
- Circuito D: saída do transformador (220V) com #10mm² isolamento em EPR e proteção com disjuntor de 63A – 690V;

4 RESULTADOS E ANÁLISE

4.1 RESUMO DOS RESULTADOS

Inicialmente, no decorrer do processo de elaboração do estudo de caso, houve a necessidade de dimensionar a microgeração conectada à rede, que se baseou na consulta de bibliografia e nas normas regulamentadoras pertinentes. Foi conduzida uma análise de sombreamento para posicionar o sistema na região Sul da cidade de São Paulo, especificamente na área demarcada. Esse estudo possibilitou concluir que, nessas circunstâncias, era viável alcançar uma produção média diária de energia de 85,6 kWh, obtida a partir de 46 módulos, resultando em uma potência de 24,61 kWp.

A partir dos dados obtidos na produção de energia, foi possível a elaboração da Tabela 4.1 na qual apresenta-se o resumo dos resultados do percentual de consumo evitado, resultante do balanço entre energia fornecida a rede (Erede) e a energia consumida média mensal.

Tabela 4.1 - Balanço de energia entre energia fornecida e energia consumida média mensal

Mês	E _{rede} [kWh/ mês]	Consumo	
		Médio Mensal [kWh]	Consumo evitado [%]
jan	2701	4743	57%
fev	2687	4284	63%
mar	2752	4743	58%
abr	2591	4590	56%
mai	2420	4743	51%
jun	2276	4590	50%
jul	2369	4743	50%
ago	2849	4743	60%
set	2470	4590	54%
out	2621	4743	55%

nov	2619	4590	57%
dez	2884	4743	61%
Ano	31239	55845	57%

Fonte: Autor

4.2 ORÇAMENTO

Com o sistema dimensionado foi possível elaborar a lista de materiais dos componentes com base nas especificações requeridas no estudo, incluindo cabos, *stringbox* e suporte de fixação dos módulos sobre a laje de cobertura e considerando mão de obra de instalação e projeto. Assim, a partir de todos estes componentes, tornou-se possível estimar o custo total dos custos para tornar este sistema possível, conforme indicado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Estimativa de custo da instalação

DESCRIÇÃO	QTD	UNT	Preço Unit	Preço Total
Inversor On Grid (20.000W-CA) (TRIFASICO)	1,00	pç	R\$8.676,00	R\$8.676,00
Painel Solar Fotovoltaico 535W	46,00	pç	R\$1.022,00	R\$47.012,00
Stringbox (Quadro de Proteção) 2x2 1000V 25A IP65	1,00	pç	R\$730,00	R\$730,00
transformador 30kVA	1,00	pç	R\$6.380,00	R\$6.380,00
Suporte para laje metálico - 3 painéis fotovoltaicos	16,00	pç	R\$550,00	R\$8.800,00
Conector MC4 (par) - Staubli	80,00	pç	R\$11,00	R\$880,00
Cabo solar 4mm ² Preto 1kV, 90°	130,00	m	R\$5,86	R\$762,70
Cabo solar 4mm ² Vermelho 1kV, 90°	130,00	m	R\$5,86	R\$762,70
Cabo 6mm ² 1,0kV, 90°	15,00	m	R\$5,31	R\$79,65
Cabo 10mm ² 1,0kV, 90°	15,00	m	R\$9,26	R\$138,90
Cabo 16mm ² 0,75kV, 70°	40,00	m	R\$15,90	R\$636,00
Subtotal				R\$74.857,95
INSTALAÇÃO + PROJETO				R\$ 57.441,61
Total				R\$ 132.299,56

Fonte: Fornecedores

4.3 VIABILIDADE ECONÔMICA

O investimento em sistema de energia fotovoltaico é alto, por isso o estudo de viabilidade econômica torna-se uma ferramenta importante para tomada de decisão do investidor. Sendo assim, é necessário apresentar junto ao projeto, uma análise de *PAYBACK*, com a demonstração do retorno do investimento ao longo da sua vida útil, com duração média de 25 anos. Para a análise do investimento de projeto de energia renovável será apresentado um fluxo de caixa líquido, em conjunto com a realização dos cálculos do VPL, TIR e *PAYBACK* (MARCHIORO, 2018). Onde o objetivo foi justificar o retorno do montante investido na implantação do sistema fotovoltaico, com uma taxa mínima de atratividade (TMA) aplicada de 15%.

O emprego do método do Valor Presente Líquido (VPL), descrito neste projeto, levou a uma avaliação satisfatória, indicando que o valor do fluxo de caixa esperado, descontado para a data zero, origina-se do custo de oportunidade do investimento no projeto. Essa relação pode ser expressa matematicamente pela Equação (4.1) conforme proposto por Simões Moreira (2021).

$$VPL = -I_0 + \left[\frac{FC_1}{(1+r)} + \frac{FC_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+r)^n} \right] \quad (4.1)$$

Onde:

I_0 é o investimento inicial do projeto;

FC_1, FC_2, FC_n é o fluxo de caixa no decorrer dos anos 1, 2 até n ;

r é a taxa mínima de atratividade do projeto.

O método do *PAYBACK* descontado, analisa o valor do dinheiro no tempo, com fluxo de caixa líquido que se aplica uma taxa de desconto e verifica-se o tempo de *PAYBACK* do projeto (MARCHIORO, 2018).

O método de taxa interna de retorno (TIR), utilizado no projeto, resultará na taxa ao qual o investimento é recuperado, em função do fluxo de entrada e saída do caixa, expresso pela Equação (4.2) (SIMÕES MOREIRA, 2021).

$$- IIO + \left[\frac{FC1}{(1+TIR)} + \frac{FC2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{FCn}{(1+TIR)^n} \right] = 0 \quad (4.2)$$

A partir da definição da potência gerada (kWh), foi elaborado o fluxo de caixa com custos da tarifa de energia da concessionária local (ENEL/SP), somado os impostos 27,3% (PIS, COFINS e ICMS), o valor da tarifa de energia inicial foi de R\$/kWh 0,83, conforme ANEEL (2023). Além disso, foi previsto reajuste da tarifa de 8% ao ano, estimando a degradação dos módulos em 0,8% ao ano, custos com a manutenção de R\$250,00 a partir do segundo ano que serão reajustados em 10% ao ano, onde as informações podem ser verificadas na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Fluxo de caixa do retorno de investimento

Ano	Energia Gerada (kWh)	Tarifa de Energia + IMPOSTOS	Receita de Produção de Energia (R\$)	Custo com Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa Líquido (R\$)	Fluxo de Caixa Líquido Descontado (R\$)	Saldo (R\$)
0					-	-132300	-
					132300		132300
1	31239	R\$0,83	25803	0,00	25803	22437	-
2	30989	R\$0,89	27644	250,00	27394	20714	109862
3	30741	R\$0,96	29617	275,00	29342	19293	-89148
4	30496	R\$1,04	31731	302,50	31428	17969	-69855
5	30252	R\$1,12	33995	332,75	33662	16736	-51886
6	30010	R\$1,21	36421	366,03	36055	15587	-35150
7	29770	R\$1,31	39020	402,63	38617	14518	-19563
8	29531	R\$1,42	41804	442,89	41361	13521	-5045
9	29295	R\$1,53	44787	487,18	44300	12593	8476
10	29061	R\$1,65	47983	535,90	47447	11728	21069
11	28828	R\$1,78	51407	589,49	50818	10923	32797
12	28598	R\$1,93	55076	648,44	54427	10173	43720
13	28369	R\$2,08	59006	713,28	58293	9474	53893
14	28142	R\$2,25	63217	784,61	62432	8823	63367
15	27917	R\$2,43	67728	863,07	66865	8217	72190
16	27693	R\$2,62	72561	949,37	71611	7653	80408
17	27472	R\$2,83	77739	1044,31	76694	7127	88061
18	27252	R\$3,06	83286	1148,74	82137	6637	95187
19	27034	R\$3,30	89230	1263,62	87966	6181	101825
20	26818	R\$3,56	95597	1389,98	94207	5756	108006
							113762

21	26603	R\$3,85	102419	1528,98	100890	5360	119122
22	26390	R\$4,16	109727	1681,87	108045	4992	124114
23	26179	R\$4,49	117558	1850,06	115707	4648	128762
24	25970	R\$4,85	125946	2035,07	123911	4329	133091
25	25762	R\$5,24	134934	2238,58	132695	4031	137122

Fonte: Autor

E com relação aos resultados para análise financeira do investimento, o VPL resultou em R\$137.121,91 e o TIR de 26%. Quanto ao payback, o retorno financeiro inicia-se a partir do oitavo ano, conforme apresentado no Figura 4.1.

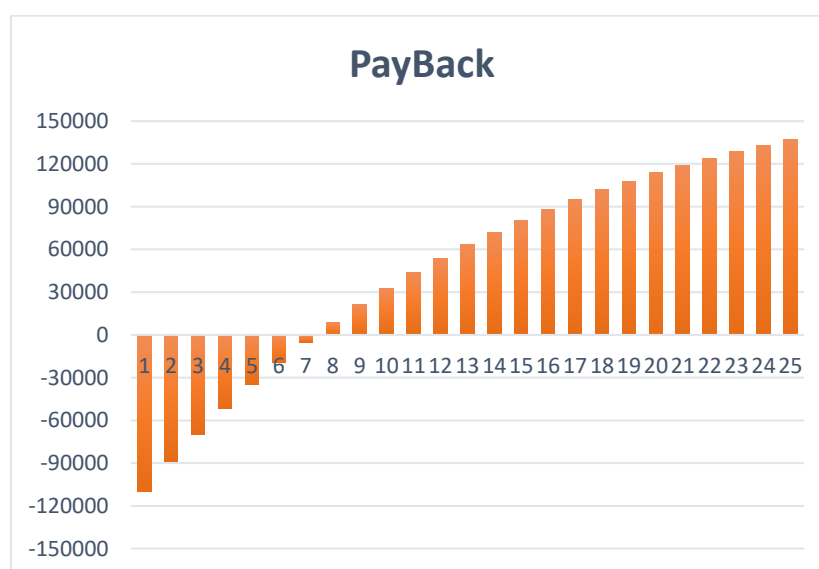


Figura 4.1 - Gráfico do tempo de retorno do investimento

Fonte: Autor

5 CONCLUSÃO

O presente estudo abordou de forma abrangente uma revisão bibliográfica dos principais tópicos relacionados a um sistema de microgeração ON-GRID, com ênfase em uma edificação específica, no caso um hotel localizado na região Sul de São Paulo. Através dos trabalhos elaborados no estudo de caso foi realizada a análise dos dados solarimétricos e climáticos da região e a estimativa de consumo de energia da edificação, essenciais para a determinação dos principais componentes necessários para o sistema.

Concluiu-se que, com o uso da fonte solar com sistemas fotovoltaicos, utilizando o método simplificado (CRESESB) o resultado do fator da Taxa de Desempenho (TD)* foi igual a 0,88 e as perdas nos demais elementos são estimadas em 12%. Além disso, em relação as instalações elétricas, com base nos dimensionamentos dos condutores e dispositivos de proteção, foram analisadas as quedas de tensão nos condutores DC e AC resultando em 2,81% e 0,13% respectivamente.

De acordo com os resultados e análises, o uso da fonte solar, através da implementação de um sistema fotovoltaico de potência 24,61kWp, foi constatado um potencial de geração de energia elétrica média dia de 85,6kWh e ao longo do ano média de 31239kWh, isso corresponde a 57% do consumo de energia da edificação que representa a parcela do consumo evitado da rede.

O presente estudo, realizou a análise dos aspectos financeiros relacionados ao investimento, abordando os custos de instalação e operação em um horizonte temporal de 25 anos. Nesse sentido, pode-se concluir que o sistema de microgeração estudado demonstra viabilidade técnica em sua implementação e apresenta uma estimativa de resultados econômicos atrativos para a utilização da tecnologia solar fotovoltaica na edificação hoteleira adotada neste estudo de caso, com a recuperação do investimento em um período relativamente curto de apenas oito anos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1000/2021**. Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Brasília, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist> acesso em: 20 out. 2023.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist**: Modulo 3 - Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. Rev 7. Brasília, 2017. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist> acesso em: 20 out. 2023.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist**: Modulo 5 - Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura. Rev 6. Brasília, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist> acesso em: 20 out. 2023.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist**: Modulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica. Rev 8. Brasília, 2017. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist> acesso em: 20 out. 2023.

ANEEL. **Brasil supera em 2022 os 8 GW de expansão na capacidade instalada**. Disponível em: < <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/brasil-supera-em-2022-os-8-gw-de-expansao-na-capacidade-instalada> >. Acesso em: 29 out. 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 16612/2012**: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho. Rio de Janeiro, 2012.

ABNT. **NBR 16690/2019**: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto. Rio de Janeiro, 2019.

ABNT. **NBR 5410/2008**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro, 2008.

ALVES, Edvaldo de Oliveira. **Propriedades físicas do semicondutor bi2te3**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2016.

ALMEIDA, 2012 **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Mestrado - PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA PPGE (EP/FEA/IEE/IF)

BLUESOL. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica**. Salvador, BA, BRA: BLUE SOL EDUCACIONAL, 2015.

BOYLESTAD, Robert L.; NASHELSKY, Louis. **Dispositivos eletrônicos e teoria de circuitos**. 11. ed. São Paulo: Pearson Education, 2013.

CABRAL, Isabelle; VIEIRA, Rafael. **Viabilidade econômica x viabilidade ambiental do uso de energia fotovoltaica no caso brasileiro**: uma abordagem no período recente. In: III Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental. [S.l.: s.n.], 2012. v. 19.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EOLICA (CRESESB). Disponível em: < <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&> >. Acesso em: 14 set. 2023.

DUFFIE, J. A., BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. 3. Ed. New York: John Wiley & Sons, 2013.

ENEL/SP. **Comunicado Técnico nº 71 - LIG BT 12º edição 2014** Comunicado Técnico Complementar, Corretivo e Modificativo ao Livro de Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária de Distribuição. São Paulo, 2017. Disponível em: <https://www.enel.com.br/pt-saopaulo/normas-tecnicas.html> acesso em: 15 set. 2023.

ENEL/SP. **CNC-OMBR-MAT-22-1398-EDSP - Interligação de Micro e Minigeração Distribuída à rede de Distribuição com Paralelismo permanente através do uso de Inversores**. São Paulo, 2023. Disponível em: <https://www.enel.com.br/pt-saopaulo/normas-tecnicas/mini-e-micro-geracao.html> acesso em: 15 set. 2023.

ENEL/SP. **Lista Inversores Analisados e Aceitos**. São Paulo, 2021. Disponível em: <<https://www.enel.com.br/pt-saopaulo/normas-tecnicas/mini-e-micro-geracao.html> > Acesso em: 15 set. 2023.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGETICAS. (EPE). **Balço energético nacional**: Relatório de síntese 2022. Disponível em: < www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN_Síntese_2022_PT.pdf > Acesso em: 11 set. 2023.

EPE. **Matriz Energética Nacional e do Mundo**. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica> > Acesso em: 11 set. 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **IRENA (2019)**, Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. IRENA (2022), **Renewable Technology Innovation Indicators**: Mapping progress in costs, patents and standards, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-424-0.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **IEA. Renewables 2021**. [s.l: s.n.]. Disponível em: < <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5ae32253-7409-4f9a-a91d-1493ffb9777a/Renewables2021-Analysisandforecastto2026.pdf> >. Acesso em: 10 set. 2023.

IEA. **Trends in Photovoltaic Applications 2022**. Disponível em: < https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/02/PVPS_Trend_Report_2022.pdf > Acesso em: 10 set. 2023.

IEA. **PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME ANNUAL REPORT 2022**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: < https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/04/PVPS_Annual_Report_2022_v7-1.pdf >. Acesso em: 10 set. 2023.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO). **Portaria nº 004/2011**. Brasília, 2011. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001652.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2023.

MARCHIORO, A. F. Metodologia para Análise da Viabilidade Técnica-Econômica para Geração de energia Fotovoltaica - VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, abril de 2018.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>

PINHO, J.; GALDINO, M. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2. ed. Rio de Janeiro: Abril, 2014.

REIS, Lineu Belico dos. **Geração de energia elétrica**. [S.l.]: Editora Manole, 2017.

ROVERSI, Karoline. **Análise do fator de Dimensionamento do Inversor em um Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede** - VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Fortaleza, junho de 2020.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. [S.l.]: Editora UFSC, 2004.

SIMÕES MOREIRA, J. R (org). **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética** – Editora LTC 2º Edição, 2021.

SOLARGIS. **Global Solar Atlas**. Disponível em: < <https://globalsolaratlas.info/map> >.

US DEPARTMENT OF ENERGY, **Microgrids**, disponível em energy.gov. Acesso em setembro de 2023.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). Notas de Aula. PECE-USP: EGR 001 – Análise de Viabilidade Econômica de Projetos de Energia. São Paulo, 2022. 15 p.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). Notas de Aula. PECE-USP: EGR 006 – Energia Solar I. São Paulo, 2022.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). Notas de Aula. PECE-USP: EGR 007 – Energia Solar II. São Paulo, 2022.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). Notas de Aula. PECE-USP: EGR 011 – Regulação da Geração Distribuída. São Paulo, 2022. 17 a 22 p.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. de. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de textos, 2012. ISBN 978-85-7975-052-6.

ANEXO A – Diagrama unifilar

