Riama Coelho Gouveia, Felipe Yuji Hatanaka e Rafael Cesar Veronez Oleto

PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE MICROGERAÇÃO

DAS BASES CIENTÍFICAS AO PROTOCOLO NA CONCESSIONÁRIA DE ENERGIA

EDITORA IFSP

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SÃO PAULO

Rua Pedro Vicente, 625 – Canindé, São Paulo, SP

Cep: 01109-010

Telefone +55 (11) 3775-4502

https://www.ifsp.edu.br

Elaboração, distribuição e informações

Editora do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de São Paulo • **EDIFSP**

Coordenação: Luciana Cavalcanti Maia Santos

Revisão: Elder Pereira da Silva

Design e diagramação: Juliana Ayres Pina

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

G719p Gouveia, Riama Coelho.
Projeto de sistemas fotovoltaicos de microgeração: das bases científicas ao protocolo na concessionária de energia [recurso eletrônico] / Riama Coelho Gouveia, Felipe Yuji Hatanaka, Rafael Cesar Veronez Oleto. - São Paulo: EDIFSP, 2024.
67 p. : il. ; PDF ; 4.5 Mb
E-book.
ISBN 978-65-5823-055-7

1.Sistemas de energia fotovoltaica. 2. Energia solar. 3. Geração de energia fotovoltaica – Projeto. I. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de São Paulo (IFSP). II. Hatanaka, Felipe Yuji. III. Oleto, Rafael Cesar Veronez. IV. Título.

CDD 621.31244

Elaborada por Daniele Spadotto Sperandio – CRB/8-6860

Este trabalho está licenciado sob uma Licença Atribuição-NãoComercial-SemDerivações 4.0 Internacional
Para ver uma cópia desta licença, visite https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode.pt

RIAMA COELHO GOUVEIA
FELIPE YUJI HATANAKA
RAFAEL CESAR VERONEZ OLETO

Projeto de sistemas fotovoltaicos de microgeração: das bases científicas ao protocolo na concessionária de energia

SUMÁRIO

Apresentação 5

Parte 1 Embasamento Científico 7
Capítulo 1 Energia Fotovoltaica no Brasil 8
Capítulo 2 Energia Solar 12
Capítulo 3 Fenômenos optoeletrônicos 16
Capítulo 4 Células fotovoltaicas 19
Capítulo 5 Sistemas fotovoltaicos 25

Parte 2 Elaboração do Projeto 33
Capítulo 6 Procedimentos Iniciais 34
Capítulo 7 Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos 39
Capítulo 8 Dimensionamento dos equipamentos 48
CAPÍTULO 9 Diagrama unifilar e planta situação 58
CAPÍTULO 10 Envio do projeto para concessionária de energia elétrica 68

Referências 77

APRESENTAÇÃO

Este livro é resultado da pesquisa realizada durante o Trabalho de Conclusão de Curso desenvolvido no bacharelado em Engenharia Elétrica do IFSP Câmpus Sertãozinho. A motivação inicial para a pesquisa foi um fato ocorrido na empresa júnior do IFSP campus de Sertãozinho (Conecta júnior): os estudantes do curso de engenharia elétrica, em algumas das reuniões sobre os projetos que poderiam ser executados pelo setor de engenharia, apresentaram a ideia de desenvolver projetos para sistemas fotovoltaicos, porém a dificuldade em encontrar informações que orientassem sobre o processo, ensinando não apenas os conceitos teóricos, mas o lado empreendedor, a definição dos materiais, os documentos necessários, acabou por impedir o desenvolvimento dessa ideia.

Isso não quer dizer que não existem sites, artigos e livros que falem sobre sistemas fotovoltaicos. Não é difícil encontrar, em sites de busca acadêmica, livros e artigos que tratem dos fundamentos sobre a conversão de energia solar em elétrica. Também existem informações disponíveis sobre aspectos técnicos das células solares em sites de empresas da área energética. Os sites governamentais e de agências de regulação fornecem os formulários e indicam os processos necessários para a homologação dos sistemas. O que ocorre é que as informações estão dispersas em diferentes fontes, que não apresentam conexões entre si.

Assim, mesmo com perspectivas favoráveis em relação à sustentabilidade e à economia de energia, o caminho para se chegar à instalação de um sistema fotovoltaico residencial não fica acessível para a maioria das pessoas. Se um pequeno empreendedor tem a intenção de desenvolver projetos para consumidores residenciais, visando incentivar o uso da energia solar, deve trilhar todo o trajeto sozinho.

Nesse contexto, o presente livro tem como objetivo apresentar o processo de elaboração de projetos para sistemas fotovoltaicos residenciais, abordando a importância desse tipo de geração de energia atualmente e detalhando desde o estudo de viabilidade e dimensionamento, até o processo de homologação do projeto junto à concessionária de energia, no caso específico a CPFL.

Os dados apresentados foram obtidos a partir de pesquisa bibliográfica sobre os aspectos científicos e técnicos envolvidos na transformação da energia solar em elétrica, pesquisa documental relacionada às normas e regulamentações para a implantação de sistemas fotovoltaicos e pesquisa de campo em empresas que trabalham com projetos e instalação de sistemas fotovoltaicos de microgeração.

O propósito do livro é mostrar, incentivar e auxiliar futuros empreendedores da área de engenharia elétrica a se iniciarem no ramo de energia solar, explicando de forma didática os passos da elaboração de um projeto e o processo de homologação como um todo, dessa forma contribuindo com o setor fotovoltaico na direção de um país referência em energias renováveis.

Trata-se de um material compacto, que conecta as diferentes fontes de info mação de forma simples, com coerência e objetividade, na forma de guia instrucional, com exemplos de possíveis dificuldades, podendo contribuir para que novos empreendedores consigam participar desse setor com grande potencial no país.

PARTE 1

EMBASAMENTO CIENTÍFICO

CAPÍTULO 1
Energia Fotovoltaica no Brasil

A eletricidade, como forma de energia, passou a ser empregada para iluminação e nas comunicações a menos de dois séculos (Mason, 1964). Desde então há uma crescente demanda por energia elétrica em todo o mundo, uma vez que a eletricidade se tornou elemento fundamental da sociedade contemporânea, utilizada em diversos equipamentos e dispositivos que fazem parte do cotidiano de todos – geladeira, televisores, ventiladores, ar-condicionado, computadores, entre muitos outros, bem como dos processos industriais, em todo tipo de maquinário.

Para suprir a demanda por energia elétrica são utilizadas diferentes fontes de energia. Uma forma de geração de energia elétrica muito comum e abundante em todo planeta são as usinas à base da queima de combustíveis fósseis. Devido aos problemas ambientais gerados pela queima de combustíveis fósseis, no entanto, existe um grande interesse global em produzir energias limpas e renováveis (Nascimento, 2004).

As fontes renováveis são aquelas que não se esgotam com o uso e podem ser utilizadas continuamente, como o sol ou o vento, ou ainda aquelas em que o material gerador da energia se renova em curto espaço de tempo, de no máximo alguns anos, como a cana de açúcar ou o milho (Rocha; Rosa; Cardoso, 2009). As energias renováveis que "tendem a não impactar significativamente o ambiente" são, por sua vez, chamadas de fontes de energia limpa (Natt; Carrieri, 2017).

Além das questões ambientais, a geração de energia elétrica tem forte relação com os sistemas produtivo e econômico (Ayres; Ayres, 2012), com impactos tanto na indústria quanto no comércio. Mesmo quando se trata da questão residencial, é crescente a busca por formas de gerar energia no sentido de reduzir os custos das contas, uma vez que o valor da tarifa de energia elétrica é composto pelos custos de geração, distribuição, transformação, manutenção, encargos, impostos e taxa de iluminação pública. Desse modo, gerar a própria energia elétrica reduz o valor da tarifa que é cobrado pelas concessionárias de energia. (Souza, 2016).

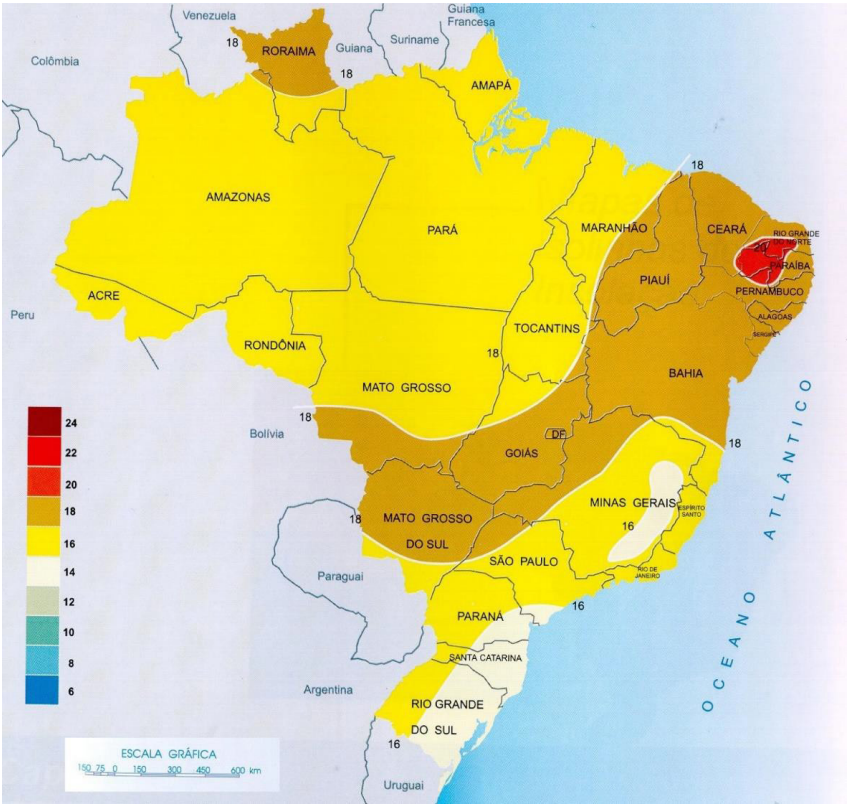
Assim como ocorre em todo o mundo, no Brasil a demanda por energia elétrica também vem aumentando com o passar dos anos, fazendo com que a produção de energia elétrica tenha que ser aumentada para suprir a população.

A maior parte da energia elétrica no país é produzida por usinas hidrelétricas, mas atualmente a produção de mais hidrelétricas tem se tornado inviável, devido ao grande impacto ambiental que a construção causa (Rocha; Rosa; Cardoso, 2009). Além disso, a energia geralmente é produzida muito distante dos pontos consumidores, o que faz com que uma parte dessa produção seja perdida nas linhas de transmissão, em forma de perdas ôhmicas (Efeito Joule). Para diminuir essas perdas e até mesmo suprimi-las, a energia elétrica é transmitida com níveis de tensão muito altos, o que pode ser perigoso caso não manuseado da maneira correta (Natt; Carrieri, 2017).

Assim, mesmo que conte com fonte de energia renovável e limpa, o Brasil busca novas formas de gerar energia elétrica para atender à crescente demanda. Dentre as várias possibilidades de energias limpas e renováveis, uma que merece especial atenção é a energia solar. A energia solar pode ser aproveitada de diversas formas, existindo, atualmente, três sistemas principais: i) Solar Térmico: em que a radiação solar é utilizada para o aquecimento de um fluido, que passa a ser fonte de calor; ii) Solar Fotovoltaico, no qual a radiação solar é diretamente em energia elétrica e Termossolar, onde a radiação solar é utilizada para aquecer um fluido que, vaporizado, movimenta turbinas (Scherer et. al., 2015). O sistema Solar Fotovoltaico converte a energia contida na radiação eletromagnética proveniente do sol em energia elétrica através das células fotovoltaicas, cujo elemento básico de constituição são os semicondutores (Castro, 2002).

Por sua extensão territorial e pela localização geográfica, sendo um país tropical, o Brasil, com relação aos demais países no mundo, possui uma vantagem relativa ao índice de radiação solar. como pode ser observado no mapa da Figura 1. A irradiação é basicamente a quantidade de radiação solar incidente (energia) por unidade de área, e quanto maior a irradiação no local de um sistema fotovoltaico maior o potencial de conversão de energia solar em energia elétrica (Pereira et. al., 2006). Na prática isso representa a necessidade de menor quantidade de módulos fotovoltaicos para conseguir o valor de potência gerada desejado na unidade consumidora, resultando em valores reduzidos nos orçamentos de instalação de sistemas, e maior eficiência.

Figura1.Radiaçãosolarglobaldiária,médiaanual,emMJ/m².dia.



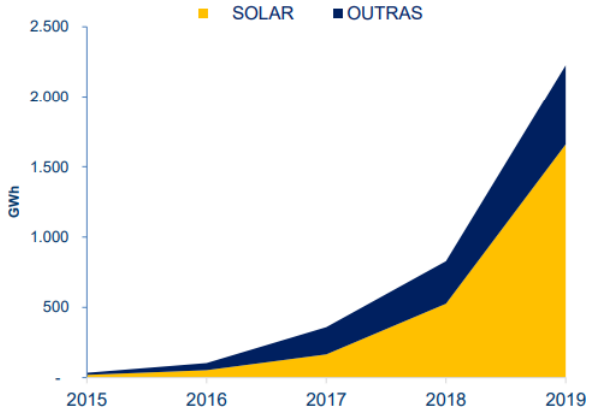
Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil, disponível em http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf

Apesar do potencial para a geração de energia fotovoltaica no Brasil, e do crescimento significativo entre 2018 e 2019, praticamente dobrando em termos de porcentagem, a parcela de energia solar ainda é bem pequena. Na matriz energética do país do ano de 2019, por exemplo, apenas 1% de um potencial energético de 651,3TW teve origem na energia solar (Ministério de Minas e Energia, 2020).

Dentrodocontextodageraçãofotovoltaica, a microgeração e minigeração distribuída apresentam um panorama bastante favorável. A microgeração compreende sistemas fotovoltaicos com potência de até 75kW e a minigeração sistemas com potência entre76kWe5MW.Essestiposdegeraçãovemcrescendoconsideravelmentenosúltimos anos, como se observa no gráfico da Figura 2, passando de 35GWh em 2015 para 2226GWh em 2019, com um acréscimo de

169% no ano de 2019 (Ministério de Minas e Energia, 2020).

Figura2.
Microeminigeraçãodeenergiadistribuída,de2015a2019,noBrasil.



Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2020

É fácil notar, também no gráfico da Figura 2, o destaque da energia fotovoltaica dentre as fontes de mini e microgeração de energia distribuída, no ano de 2019, representando 74,5% do total (Ministério de Minas e Energia, 2020). As outras energias que fazem parte desse tipo da geração distribuída incluem energia eólica, gás natural, energia hidráulica e outras fontes renováveis (Ministério de Minas e Energia, 2020).

Percebe-se,assim,queaenergiafotovoltaicaéumaperspectivapromissoraparao futuro, especialmente no Brasil, dadas as suas condições territoriais e climáticas, e que a mini e microgeração distribuída desse tipo de energia se estabelece como uma possibilidade concreta para o mercado e como forma de aumentar a porcentagem de energia renováveis.

CAPÍTULO2
Energia Solar

Conhecer qual o tipo de radiação emitida pelo sol e o que chega à superfície da Terra, a influência da inclinação do sol paraas estações do ano, entre outras informações ligadas à relação astronômica entre Terra e Sol, é de extrema importância para compreender algumas convenções no desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos. A eficiência do sistema depende do nível de irradiação que será recebido e, conhecendo os princípios que influenciam nessa irradiação, é possível auxiliar e orientar os interessados no desenvolvimento desse tipo de sistema.

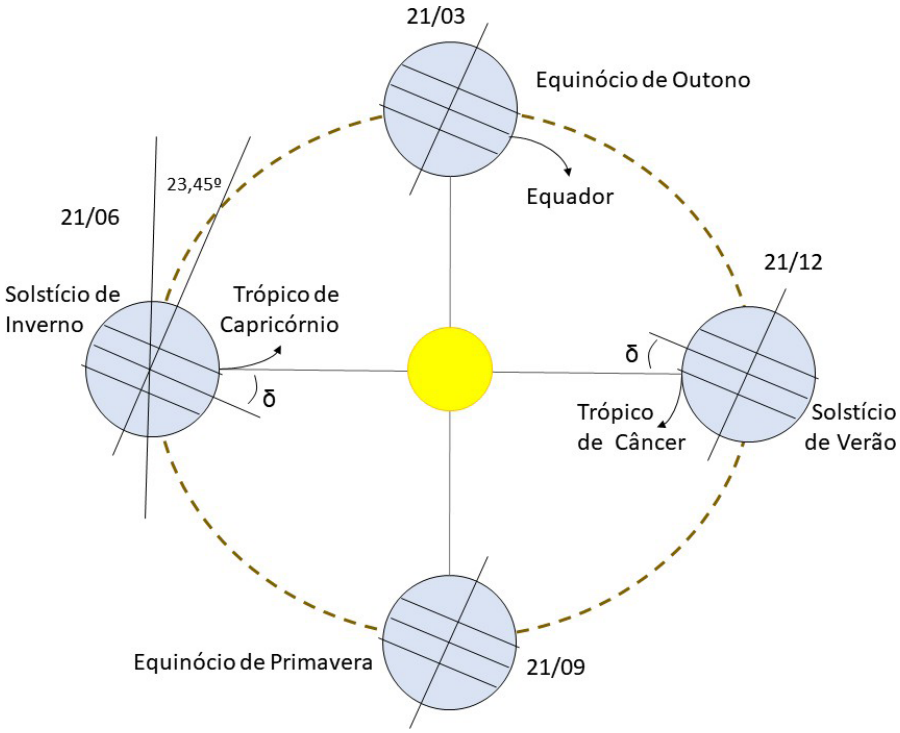
O Sol é a nossa principal fonte de energia, responsável por manter a vida na Terra e influenciar nos principais fenômenos do nosso planeta (Pinho; Galdino, 2014).

A geração de energia do Sol ocorre em seu núcleo, através de reações termonucleares. Essa energia é transportada para a superfície do Sol por processos de convecção. Na superfíciedosolumacamadachamadadefotosferaéaresponsávelpelaemissãodamaior parte da radiação eletromagnética que emana do Sol (Matsuura; Picazzio, 2003). Essa radiação pode ser aproximada de um corpo negro à temperatura de 6000K.

Apenas uma pequena parte da radiação que parte da superfície solar chega à Terra, e a forma de incidência dessa radiação na Terra varia no decorrerdo diae no decorrerdo ano, devido aos movimentos de rotação e translação da Terra ao redor do Sol.

O movimento de rotação da Terra apresenta uma inclinação com relação ao seu plano normal de translação ao redor do Sol de aproximadamente 23,45°, como mostra a Figura 3. Essa inclinação é responsável pelas estações do ano e por variações na quantidade de radiação que chega ao solo, implicando na variação da capacidade de geração dos sistemas fotovoltaicos durante o ano (Pinho; Galdino, 2014).

Figura3.Órbitadaterraentornodo Sol.



Fonte:Osautores.

Do ponto de vista terrestre, em localidades ao longo da linha do equador, o movimento do sol ao longo do ano cria um ângulo nos raios solares incidentes que varia de +23,45° no mês de junho a-25,45° no mês de dezembro. Os dias em que essa inclinação é atingida são denominados respectivamente solstício de inverno e solstício de verão. Esse ângulo recebe o nome de declinação solar e é representado pelo símbolo δ n afigura 3; ele é positivo no Norte e negativo no Sul. A declinação tem o valor de (δ = 0°) nos equinócios de primavera e outono, que ocorrem nos meses de setembro e março, respectivamente (Pinho; Galdino, 2014; Matsuura; Picazzio, 2003).

Percebe-se, portanto, que a inclinação dos raios do sol que chegam à superfície terrestrevariadeacordocomasestaçõesdoanoecomalocalizaçãodasregiõesdaterra em que se encontram, determinando menores ou maiores áreas iluminadas e, consequentemente, períodos com dias mais curtos ou mais longos, dependendo da distância da linha do equador.

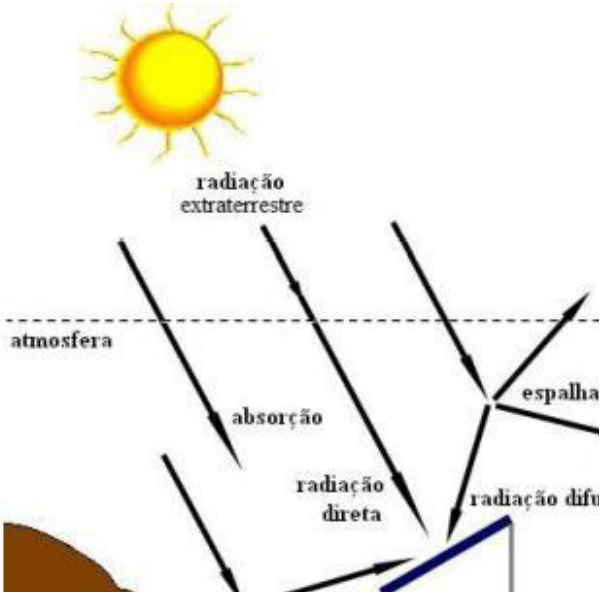
A densidade média anual do fluxo energético originado no sol (irradiância), que chega no topo da atmosfera terrestre perpendicular aos raios solares, na

distância média entre o sol e a terra, tem o valor aproximado de 1.367W/m² (adotado pelo WCR - World Radiation Center). Considerando o raio médio da terra como 6.371km, e essa radiação incidindo sobre a área projetada na Terra, verifica-se que a potência total disponibilizada tem o valor de aproximado de 174.000TW, porém nem toda essa potência consegue atravessar a atmosfera e chegar à superfície terrestre (Pinho; Galdino, 2014).

Quase metade da radiação incidente (46%) é absorvida ou refletida pela atmosfera eapenas54%chegamàsuperfície,sendo7%destarefletidanasuperfícieficandoapenas 47% para ser absorvida (Pinho; Galdino, 2014). Ou seja, da potência total disponibilizada pelo Sol no topo da atmosfera, podem ser efetivamente aproveitadas pela superfície terrestre algo em torno de 94.000TW.

Emrelaçãoàsradiaçõessolaresqueincidememumsistemafotovoltaico,podemos destacar três tipos, conforme ilustrado na Figura 4: a radiação direta, que é aquela que provêmdiretamentedoSoleproduzsombrasnítidas;aradiaçãodifusa,quevemdetodas asdireçõese éprovocada pelo espalhamento da radiaçãosolar naatmosfera; eoalbedo, que é aquela que foi refletida pelos componentes do ambiente (solo, vegetação, terrenos rochosos, etc.) quando há uma inclinação relativa entre a superfície e o sistema (Pinho; Galdino, 2014).

Figura4.
Componentes da radiação solar que incidem em um sistema fotovoltaico.



Fonte:Pinhoatal.,2008.

Os sistemas de geração de energia que utilizam o Sol como fonte aproveitam

tanto a energia direta, quanto a difusa e o albedo para conversão em energia elétrica. O mais importante,noentanto, éa radiação direta,poiselaé capazde fornecermaiorrendimento na conversão para energia elétrica; é importante, portanto, que o sistema fotovoltaico consiga, pelo maior tempo possível, estar exposto a esse tipo de radiação. A radiação difusa e o albedo, ao atingirem o sistema gerador, não produzem a mesma eficiência que um sistema que recebe mais radiação direta.

CAPÍTULO3
Fenômenos optoeletrônicos

A absorção da radiação eletromagnética proveniente do Sol e que chega à superfície da Terra pode ocorrer de diferentes formas. As plantas absorvem essa radiação e, no processo, promovem reações químicas que produzem o oxigênio do ar. Diferentes superfíciesabsorvemessa radiação e seaquecem, elevando a temperatura da região.Os materiais semicondutores, trabalhados de forma adequada na fabricação de dispositivos, são capazes de converter a energia da radiação solar em energia elétrica.

Eletricamente,osmateriaispodemserclassificadosemtrêscategorias:condutores, que oferecem baixa resistência à passagem de corrente; isolantes, que oferecem uma alta resistência à passagem da corrente elétrica; e semicondutores, que se comportam hora como condutores, hora como isolantes, dependendo de características estruturais (impurezas, dopagem....) ou ambientais (temperatura, luminosidade).

O que determina se um material será condutor, isolante ou semicondutor são as bandasdeenergiadomaterial,quesurgempelainteraçãoeletrônicadosdiferentesátomos. As bandas mais relevantes para a classificação dos materiais são a banda de valência, a última que possui elétrons, à temperatura de 0K, e a banda de condução, banda sem a presença de elétrons à temperatura de 0K (Rezende, 2004). A separação entre essas bandas é chamada de *gap*, representada por E_g.

Nos condutores não há uma separação entre a banda de valência e a banda de condução, facilitando a movimentação dos elétrons e o transporte da corrente. Nos materiais isolantes há grande *gap*, entre a banda de valênciae de condução, e os elétrons não podem se movimentar para conduzir a corrente.Nos materiais semi condutores também há uma separação entre as bandas de valência e condução, mas E_g pode atingir no máximo 3eV (Pinho; Galdino, 2014).

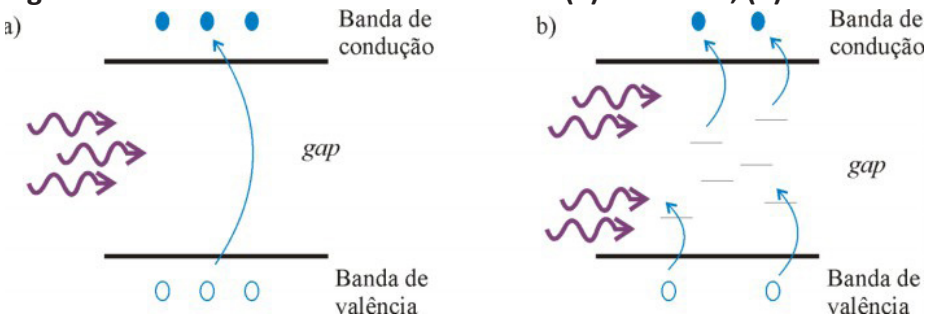
Como a separação entre a banda de valência e condução não é tão elevada nos semicondutores,variáveiscomoatemperaturaealuzpodemsersuficientespara fornecer energia aos elétrons para que passem da banda de valência à banda de condução, criando pares elétron-lacuna, portadores de corrente. Os fenômenos físicos que envolvem a criação de portadores livres (elétrons e/ou

lacunas) pela absorção de luz em um semicondutor são chamados de efeitos fotoeletrônicos; são eles a fotocondutividade e a fotovoltagem (Rezende, 2004).

A fotocondutividade, que é o aumento da condutividade de um material exposto a luz, é um efeito fotoeletrônicos muito importante, assim como a foto-voltagem, que é a conversão da energia das ondas eletromagnética em energia elétrica (Rezende, 2004). Diversos dispositivos e equipamentos da atualidade utilizam desses efeitos em seu funcionamento, como emissores de luz (LEDs e lasers), detectores de luz (sensores) e conversores de energia (células fotovoltaicas).

Na fotocondutividade, o aumento da corrente elétrica na presença de luz acontece devido a dois diferentes fatores: variação na mobilidade dos portadores de corrente, que pode ocorrer devido a remoção de carga de um centro de impureza, excitação de um portador de uma banda de condução para outra banda de condução mais energética ou redução da altura de barreira para um portador livre (Gouveia,2016); e variação na densidade de portadores. Existem dois processos para a variação da densidade de portadores,conformeilustraaFigura5:afotocondutividadeintrínseca,ondeaabsorçãode fótons com energias maiores que o *gap* do semicondutor geram pares elétron-buraco excedentes;eafotocondutividadeextrínseca:ondeosportadoressãoexcitados,passando de níveis de energia localizados para uma banda de mobilidade (Gouveia, 2016).

Figura 5. Processos de fotocondutividade: (a)intrínseca; (b)extrínseca.



Fonte:Gouveia,2016.

O efeito fotovoltaico ocorre quando a luz provoca a geração de portadores livres próximos a uma barreira de potencial. Por necessitar de uma barreira de potencial, a foto- voltagem ocorre em dispositivos do tipo fotodiodos.

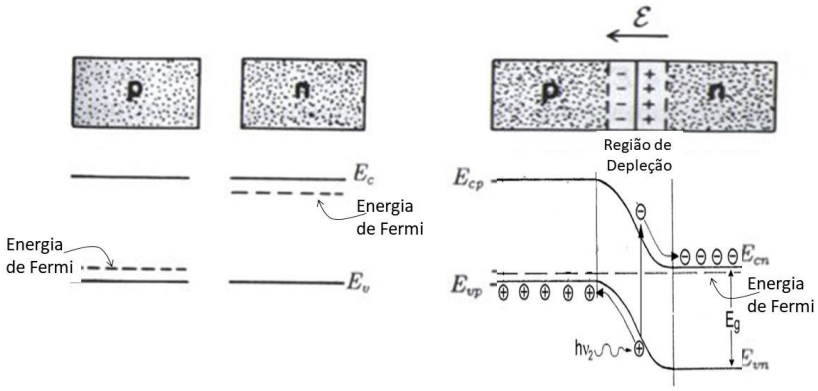
Os fotodiodos possuem uma região de depleção, onde materiais diferentes se encontram, geralmente formados por uma junção do tipo*P-N*. Semicondutores

tipo *P* e tipo *N* são aqueles que tiveram suas propriedades alteradas pela adição de materiais do pantes. Nos semicondutores tipo *P* há adição de átomos com menor número de elétrons na banda de valência e nos materiais tipo *N* adição de átomos com mais elétrons na banda de valência (Nascimento, 2004).

Quando independentes, osdoismateriais são eletricamente neutros, maspossuem estruturasdebandasdeenergiadistintas,comomostraa Figura6.Porcontadadopagem onívelde energiadeFermi,queéonívelde energiamaiselevadopreenchidoporelétrons, se encontra próximo à banda de valência, nos materiais tipo P e próximo à banda de condução, nos materiais tipo N. Quando os materiais tipo P e tipo N são unidos, a movimentação de cargas que leva ao equilíbrio dos níveis de Fermi gera um campo elétrico na junção, também ilustrado na Figura 6.

Quando o material é atingido por fótons, há a criação de pares elétron-lacuna ou portadoreslivresexcitados;naregiãodedepleção,ocampoelétricopresente"impulsiona" os portadores livres, separando-os e gerando tensão elétrica ou corrente elétrica, dependendo da configuração do sistema (Gouveia, 2016; Pinho; Galdino, 2014). Uma ilustração do processo de conversão da radiação eletromagnética em tensão ou corrente em um diodo semicondutor é apresentado na Figura 6.

Figura6. Processodeconversãodeluzemcorrente/ tensãoelétricanofotodiodo.



Fonte: Os autores.

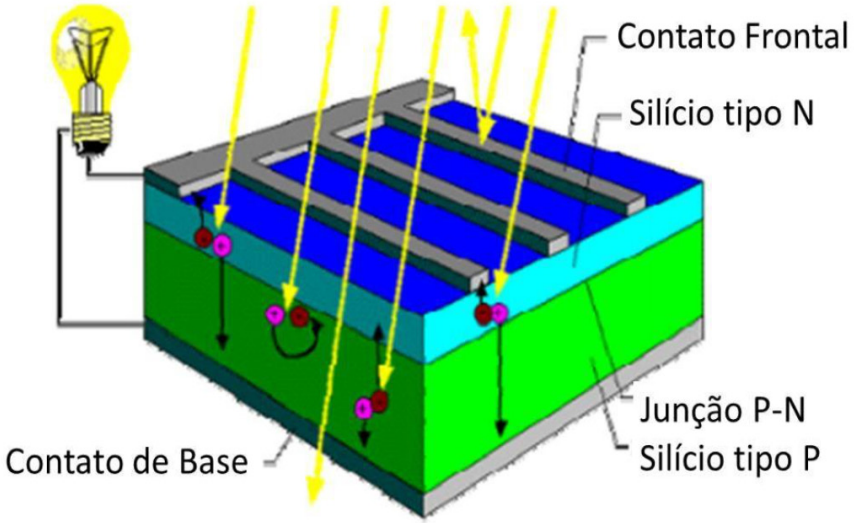
Os padrões que avaliam o desempenho do dispositivo fotovoltaico são os próprios valores de tensão e corrente gerados, além de outros parâmetros específicos ligados ao funcionamento do dispositivo propriamente dito.

CAPÍTULO 4
Células fotovoltaicas

Os dispositivos comerciais que fazem a conversão da energia solar em energia elétrica, com base no fenômeno optoeletrônico da foto-voltagem, são as células fotovoltaicas. As células fotovoltaicas são compostas pela junção de duas camadas de materiais: uma camada fina de silício do tipo *N* e outra de maior espessura de silício do tipo *P*. (Villalva,2015;Nascimento,2004).

Interligando as duas placas de silício através de condutores externos, conforme ilustrado na Figura 7, os elétrons e lacunas acelerados pelo campo elétrico da junção *P-N* circulam no circuito, gerando corrente elétrica; enquanto houver luz incidente na célula, haverá geração de portadores livres acelerados pelo campo elétrico da junção e, portanto, corrente elétrica (Nascimento, 2004).

Figura7. Modelo de uma célula fotovoltaica com ligação externa entre seus materiais



Fonte: Nascimento, 2004.

A corrente gerada por uma célula fotovoltaica é diretamente proporcional à intensidade de luz que a célula recebe, desse modo, quanto maior a irradiação

captada pela célula, maior será a corrente gerada. A célula fotovoltaica não armazena energia, ela apenas mantém um fluxo de elétrons enquanto houver incidência de luz solar em sua superfície. Sendo assim, a energia gerada por uma célula fotovoltaica deve ser utilizada ou armazenada de maneira externa (Nascimento, 2004).

A corrente gerada por uma célula fotovoltaica ideal é calculada de acordo com a equação

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1\right] \quad (1)$$

onde IL é a corrente foto-gerada (em Ampère), $I0$ é a corrente de saturação reversa do diodo (em Ampére), n é o fator de idealidade do diodo, q é a carga do elétron (em Coulomb),

k é a constante de Boltzmann, T é a temperatura (em Kelvin) e V é a barreira de potencial (em Volts) de junção do fotodiodo, dada pela curva I-V (curva característica).

Devido à construção da célula fotovoltaica, a corrente gerada sofre perdas por resistências: uma resistência em série, em virtude dos condutores e contatos metálicos, e uma resistência em paralelo, em virtude dos curtos-circuitos na junção P-N dos materiais (Pinho; Galdino, 2014). Desse modo, a corrente, considerando as perdas por resistência, passa a ser

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_S)}{nkT}\right) - 1\right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (2)$$

onde RS é resistência em série (Ω) e RPé a resistência em paralelo (Ω).

A maior corrente (corrente máxima) que pode ser obtida em uma célula fotovoltaica é a corrente de curto-circuito. Ela é gerada quando a tensão nos seus terminais é equivalente a zero, ou seja, quando os terminais da célula são curtos-circuitados (Neto; Zanetti; Piazentin, 2017).

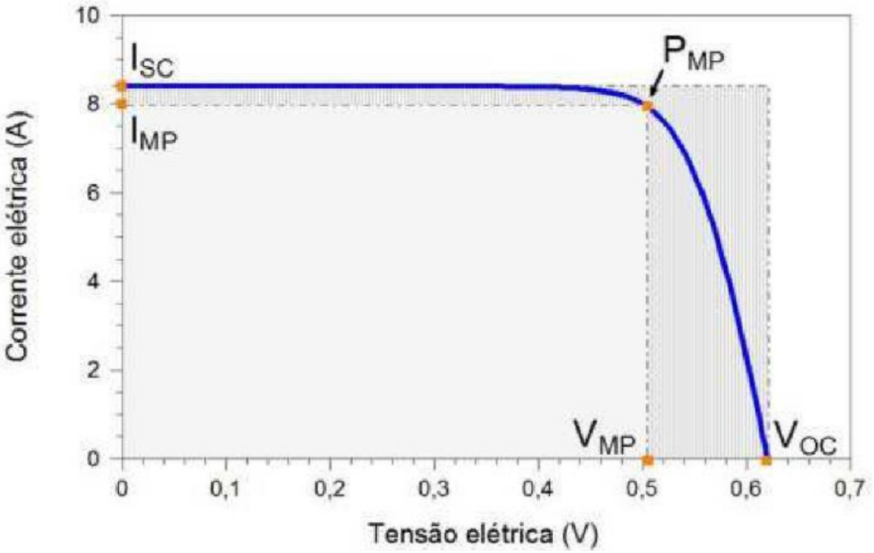
Mesmo quando a célula não tem seus terminais conectados a um circuito, os portadores gerados pela absorção de luz e acelerados na junção P-N produzem uma diferença de potencial entre os seus terminais. Assim, a tensão de circuito aberto é a tensão medida nos terminais da célula fotovoltaica quando não existe corrente elétrica, sendo calculada pela equação

$$V_{OC} = \frac{kT}{q} \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right) \quad (3)$$

com as variáveis tendo o mesmo significado que na equação (1).

A tensão, corrente e potência de uma célula fotovoltaica se relacionam de acordo com o gráfico apresentado na Figura 8, onde PMP é o ponto de Máxima Potência, VMPé a tensão para obter a máxima potência (V), IMPé corrente obtida no ponto de Potência Máxima (A), VOC é a tensão de circuito aberto (V) e ISC é a Corrente de Curto-Circuito (A).

Figura 8. Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica



Fonte: Neto; Zanetti; Piazentin, 2017.

O gráfico apresenta a corrente elétrica em função da diferença de potencial em uma célula fotovoltaica. A corrente gerada se mantém constante até o ponto de tensão de máxima potência da célula (VMP), porém em determinado valor de tensão, que varia de cada célula fotovoltaica, a corrente gerada diminui e consequentemente a potência gerada pela célula também cai. O ponto de máxima potência é formado pela máxima corrente e máxima tensão na célula sem que sua potência diminua.

O Fator Forma, utilizado para calcular a eficiência de uma célula fotovoltaica, é a razão entre a máxima potência da célula fotovoltaica e o produto da corrente de curto- circuito com a tensão de circuito aberto (Neto; Zanetti; Piazentin, 2017), e é calculado pela relação

$$FF = \frac{V_{MP} I_{MP}}{V_{OC} I_{SC}} \quad (4)$$

A eficiência de uma célula fotovoltaica mostra o quão efetiva é a conversão de energia solar em elétrica. Ela representa a relação entre a potência elétrica produzida pela célula e a potência da incidência solar (Neto; Zanetti; Piazentin, 2017), e é calculada através da equação

$$\eta = \left(\frac{I_{SC} V_{oc} FF}{AG}\right) 100\% = \frac{P_{MP}}{AG} 100\% \quad (5)$$

onde A é a área da célula fotovoltaica (m²), G é a irradiância solar incidente num plano perpendicular à direção da propagação no topo da atmosfera terrestre (W/m2) e PMP é o ponto de máxima potência.

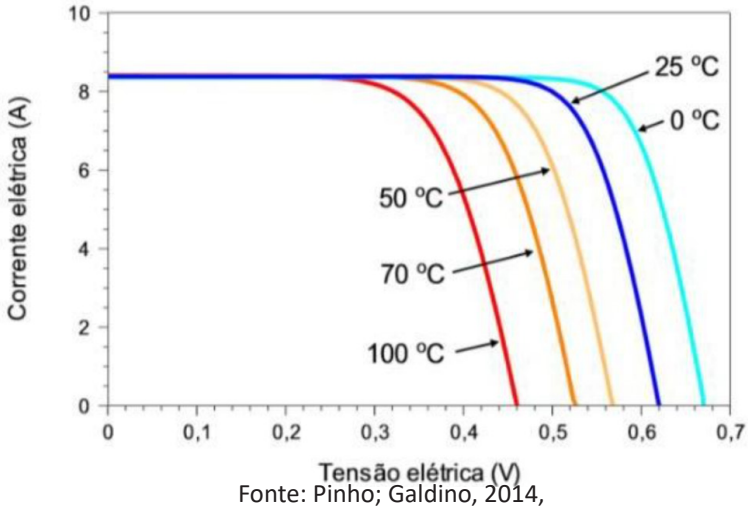
O desempenho das células fotovoltaicas é influenciado por dois principais parâmetros: a irradiância incidente e a temperatura de operação da célula (Pinho; Galdino, 2014). Esses parâmetros implicam na eficiência da célula, podendo aumentar ou diminuir ela.

A irradiação solar no local de instalação do sistema fotovoltaico é o parâmetro mais importante para dimensionar a quantidade de painéis necessários para um projeto fotovoltaico. A quantidade de irradiação, por sua vez, depende diretamente de diversos fatores, como a umidade do ar, nebulosidade, etc. (Pinho; Galdino, 2014).

Em condições experimentais, com temperatura controlada, o aumento da irradiância incidente aumenta a eficiência da célula. Isso ocorre porque a irradiância solar incidente influencia a curva de I-V: a corrente elétrica gerada aumenta proporcionalmente com a quantidade de irradiância solar incidente, enquanto a tensão aumenta de forma logarítmica, se mantida a mesma temperatura, resultando, assim, em um aumento da eficiência (Pinho; Galdino, 2014).

O aumento da temperatura da célula fotovoltaica, gerada pela variação da irradiação solar incidente e da temperatura ambiente, influencia a operação da célula, tendendo a haver uma redução de eficiência. Isso ocorre, pois a tensão gerada pela célula fotovoltaica diminui significativamente com o aumento de temperatura, enquanto a corrente sofre um aumento relativamente pequeno. Sendo assim, a potência entregue pela célula diminui (Pinho; Galdino, 2014), como mostra a Figura 9.

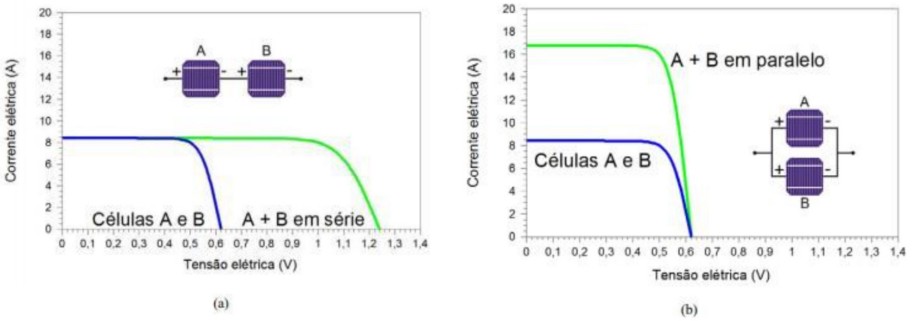
Figura 9. Influência da temperatura na célula fotovoltaica (para irradiância de 1000 W/m²)



Fonte: Pinho; Galdino, 2014,

Uma célula sozinha não consegue gerar os valores de tensão e corrente suficientes para a utilização prática da energia fotovoltaica, sendo assim, a associação delas é essencial (Pinho; Galdino, 2014). A combinação de células fotovoltaicas em diferentes quantidades e arranjos forma um módulo fotovoltaico.

Os arranjos podem envolver células conectadas em série e/ou paralelo, dependendo se o que se deseja é o controle da tensão ou da corrente. Para se obter níveis de tensão adequados, as células fotovoltaicas são associadas em série, gerando uma tensão equivalente à soma das tensões de cada célula separadamente (Figura 10a). Para se obter níveis de corrente adequados, as células devem ser associadas em paralelo, de forma que corrente do módulo é a soma das correntes produzidas pelas células individuais, como mostra a Figura 10b (Pinho; Galdino, 2014).



Fonte: Pinho; Galdino, 2014.

Figura 10. Curvas I-V de duas células fotovoltaicas conectadas (a) em série e (b) em paralelo

A corrente de curto-circuito em um módulo pode ser relacionada com a irradiância solar incidente nesse módulo através da equação

$$I_{SC} = I_{SCSTC} \frac{G}{1000} \quad (6)$$

onde ISC é a corrente de curto-circuito do módulo (A), $ISCSTC$ é a corrente de curto-circuito dos módulos em STC – Condições de Ensaio Padrão (A), G é a irradiância incidente sobre o módulo (W/m2) e 1000 é o valor da irradiância nas STC (W/m²).

A temperatura de operação de um módulo de células fotovoltaicas ($Tmod$), em determinada condição ambiente ($Tamb$), pode ser estimado através do coeficiente térmico para o módulo (Kt) e da irradiância sobre o módulo (G), com uso da equação

$$T_{mod} = T_{amb} + K_t G \quad (7)$$

CAPÍTULO 5
Sistemas fotovoltaicos

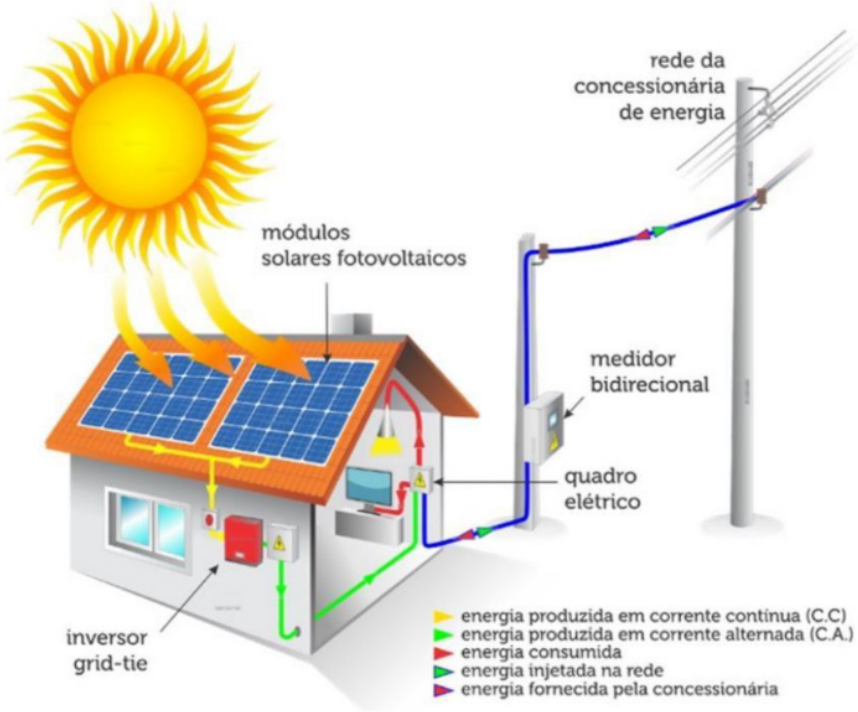
Um sistema fotovoltaico pode ser do tipo conectado (on-grid) ou desconectado (off- grid). A diferença entre esses sistemas é que: no primeiro, a geração do local da instalação é contabilizada pela concessionaria de energia e todo o excedente dessa geração é marcado como créditos para esse local, nos momentos de baixa geração, ou pode ser utilizados para abater valores de contas de energia de outros locais, com o mesmo titular na conta de energia; no outro sistema a geração não é conectada à concessionaria de energia, sendo que a energia gerada é armazenada em bancos de bateria para suprir a necessidade em momentos que não existe geração solar. Neste livro serão abordados somente os sistemas *on-grid.*

O sistema fotovoltaico *on-grid* pode ser composto por 5 equipamentos importantes: os módulos solares, responsáveis por converter a radiação solar em energia elétrica continua; as estruturas, responsáveis por acoplar os módulos nos telhados ou sustentá-los no solo; os inversores, responsáveis por converter a corrente contínua dos módulos em corrente alternada; as *string box* de corrente contínua e corrente alternada (CC e CA), responsáveis por proteger os equipamentos e os cabeamentos da instalação elétrica, utilizando de disjuntores e Dispositivos de Proteção de Surto (DPS); e o cabeamento, responsável por conectar os equipamentos do circuito.

O sistema fotovoltaico funciona com os módulos executando a conversão da luz solar em corrente elétrica continua. Como a energia utilizada pelas residências, e nas linhas de transmissão das concessionárias, é alternada, para essa conversão são utilizados inversores, que com uma eletrônica interna executa essa conversão. Caso a residência necessite dessa energia no momento da geração, é disponibilizada, mas caso não utilize, o excedente é contabilizado pelo medidor bidirecional, gerando créditos ao titular da unidade consumidora e inserido na rede elétrica.

Os elementos do sistema são representados de forma ilustrativa na Figura 11 e cada um dos equipamentos que compõe o sistema será detalhado na sequência.

Figura 11. Ilustração dos elementos de um sistema fotovoltaico *On-grid*

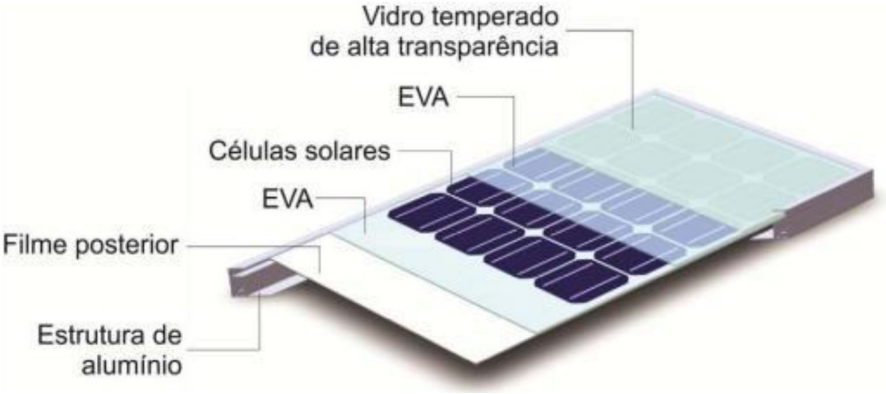


Fonte: Solar Prime

Módulo fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos são responsáveis por converter a energia da radiação solar em energia elétrica. Como o nível de tensão de cada célula fotovoltaica individual é muito baixo, os módulos são compostos por célula fotovoltaicas conectadas em arranjos, para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática da energia. As células individuais também são frágeis, de forma que os módulos possuem um encapsulamento (Figura 12), em placas rígidas ou flexíveis, que promove uma importante proteção mecânica das células.

Figura 12. Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de silícios.



Fonte: Pinho; Galdino, 2014

A baixa qualidade de alguns módulos está associada ao descuido no momento de seleção das células, devido a diferença de suas características elétricas, causando o efeito de desencadeamento (mismactch), no qual uma célula com menor foto-corrente limita o desempenho das demais. Atualmente são fabricados módulos com o mínimo de interferência humana, o que consequentemente gera uma produção em série com grande qualidade, o que barateia os custos dos módulos (Pinho; Galdino, 2014).

Os módulos podem ser de diferentes tipos, em relação à morfologia do semicondutor que constitui as células solares que o compõe. O tipo de módulo que pode ser utilizado em um determinado sistema depende do custo de mercado e, principalmente, da eficiência na conversão de energia de cada um. Os três tipos mais comercializados atualmente são os módulos monocristalinos, policristalinos e os de filmes finos. As características que diferenciam esses três tipos são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1. Características dos diferentes tipos de módulos fotovoltaicos

Tipo de Painel Solar	Material	Eficiência	Custo	Aparência
Monocristalino	Cristal de silício simples e puro	Alto (18% ou um pouco mais alto)	Mais alto	Células pretas ou azuis escuras com cantos arredondados
Policristalino	Fragmentos de silício	Média (15-17%)	Alto	Células retangulares azuis
Filme fino	Vários	Baixo (11%, mas pode atingir 15%)	Mais baixo	Superfície uniforme preta ou azul

Fonte: https://solarmagazine.com/pt-br/paineis-solares/

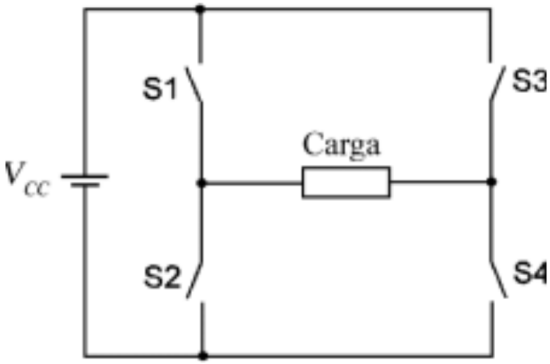
Inversor Fotovoltaico

O inversor é utilizado em sistemas fotovoltaicos para transformar a corrente contínua em corrente elétrica alternada, controlando a potência consumida pela carga através da variação da frequência entregue pela rede. Para os sistemas fotovoltaicos, especificamente, os inversores são categorizados em dois tipos: Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI) e Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), de acordo com a aplicação de cada um. Em suma, os dois compartilham do mesmo princípio de funcionamento, se diferenciando apenas em características específicas para atender o tipo de instalação fotovoltaica (Pinho; Galdino, 2014).

Os inversores funcionam a partir de dispositivos semicondutores de potência, como chaves eletrônicas controláveis, que permitem a condução ou o bloqueio da energia (Pinho; Galdino, 2014).

A Figura 13 apresenta um exemplo de circuito interno de funcionamento do inversor que realiza a conversão CC em CA. Vcc é a tensão contínua aplicada na entrada do circuito e $S1$, $S2$, $S3$ e $S4$ são os semicondutores de potência (chaves) que realizam o chaveamento do circuito para que haja conversão (Pinho; Galdino, 2014).

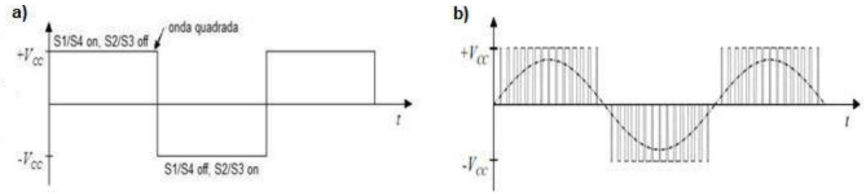
Figura 13. **ıversor de**



Fonte: Pinho; Galdino, 2014

Se o chaveamento é realizado em pares ($S1$ e $S4$, $S2$ e $S3$), de forma sincronizada, e com uma frequência dada de 60Hz, a tensão de saída resulta em uma onda quadrada, como mostra a Figura 14(a). Apesar de ser de simples funcionamento, essa metodologia não permite o controle de amplitude, e nem do valor eficaz de tensão (Pinho; Galdino, 2014).

Figura 14. Possível forma de onda (quadrada) para conversão CC em CA



Fonte: Pinho; Galdino, 2014

Pode-se utilizar métodos de chaveamentos diferentes, com pares de chaves acionados não simultaneamente, mas defasados entre si por um determinado tempo, provocando um cancelamento de tensão em ciclos. Esse tipo de chaveamento gera na saída do circuito uma onda quadrada modificada, como exemplificada na Figura 14(b). Desse modo, é possível alterar o tempo de chaveamento para que a tensão eficaz (RMS) de saída seja controlada, apresentando um comportamento semelhante a uma senoide.

O valor eficaz (RMS) da componente fundamental de saída do circuito é dada pela equação 8, onde $Vrms$ é a tensão eficaz da componente fundamental, Vcc é a tensão CC da entrada, T é o período da senoide em segundos (1/60) e tc é o período de bloqueio (intervalo entre os pulsos – tempo com tensão zero), cuja variação permite o controle da tensão de saída.

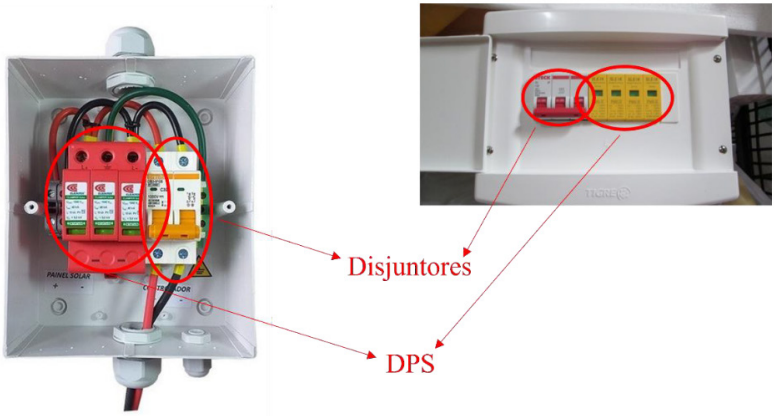
$$V_{rms} = \frac{2\sqrt{2}}{\pi} V_{cc} \cos\left(\frac{\pi t_c}{T}\right) \quad (8)$$

Além dessa funcionalidade, os inversores de frequência possuem outras aplicações, muito utilizadas principalmente na indústria para acionamento de motores elétricos trifásicos, mas não estão relacionadas aos sistemas fotovoltaicos.

String Box

As *string boxes* de corrente contínua – CC (Figura 15a) e de corrente alternada – CA (Figura 15b) são responsáveis por proteger os equipamentos e os cabeamentos da instalação elétrica, utilizando de disjuntores e Dispositivos de Proteção de Surto (DPS). Elas são posicionadas entre os módulos fotovoltaicos e o inversor (*string box* CC) e entre o inversor e o ponto de conexão do sistema com a residência (*string box* CA). Geralmente o ponto de conexão é o quadro de distribuição da residência.

Figura 15. String box (a) CC e (b) CA e seus componentes

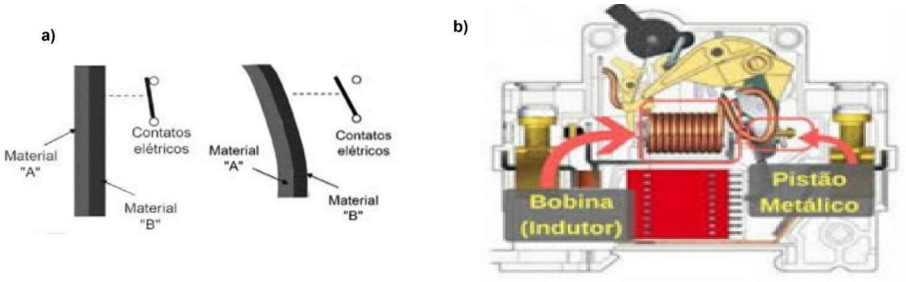


Fonte: Autores – Adaptado de a) https://www.sunprop.com.br/string-box/string-box-dc/string-box- solar-cc-disjuntor-dc-40a-500v-dps-1040v-40ka e b) https://www.agatecsolar.com.br/produto/224282/string-box-para-sistemas-fotovoltaicos-ca-trifasico

O disjuntor (ou fusíveis) servem para proteger o circuito e seus equipamentos contra curto-circuito e corrente de sobrecarga. Os disjuntores atuam através de dois tipos de ativações diferentes, uma térmica e uma magnética.

A proteção térmica, representada na Figura 16a, ocorre através de uma lâmina posicionada dentro do disjuntor, que é composta por dois metais com coeficientes de dilatação diferentes entre si; quando a sobrecarga acontece, ela aquece essas duas lâminas, que se deformam pelo calor, de maneiras distintas, abrindo o contato mecânico e desligando o circuito (Ribeiro Júnior, 2020).

Figura 16. Ativação (a) térmica e (b) magnética de disjuntores



Fonte: Brasil Escola; https://www.desterroeletricidade.com.br/blog/eletrica/como-funciona-um-disjuntor- termomagnetico/

Já a proteção magnética (Figura 16b) é para a ocorrência de curto-circuito. Quando ocorre, o curto-circuito cria um campo magnético em uma bobina posicionada dentro do disjuntor; se esse campo magnético possui força suficiente, ele atrai uma chapa metálica devidamente posicionada; ao se mover, abre-se o contato elétrico, abrindo o circuito.

É importante estar atento ao fato de que a estrutura interna e as especificações para os disjuntores CC e CA são diferentes, e um disjuntor CA não é adequado para a string box CC e vice-versa. Além disso os disjuntores CC devem ser inseridos apenas quando existem três arranjos de módulos fotovoltaicos em paralelo ou mais, pois para configurações menores são ineficazes.

O DPS, por sua vez, possui como objetivo proteger o circuito e seus equipamentos contra sobretensões e impulsos de corrente, assim como contra descargas atmosféricas. Diferente do disjuntor, o DPS atua em transiente de tensão, ou seja, em um pico de tensão transitória (menor que um milissegundo) e, geralmente, com amplitude dezena de vezes maior que a nominal do sistema (Prestes, s.a).

Os DPSs são divididos em classes, essas classes variam de acordo com o tipo de proteção a ser oferecida, são elas:

- Classe I: limita surtos de tensão, nos quais parte da corrente do raio está associada, ou seja, esta classe é utilizada em ambientes que possa ocorrer descargas diretas.
- Classe II: limita surtos de tensão que chegam a penetrar na edificação, ou seja, ele está destinado a proteger equipamentos que possam vir a danificar ao receber tensões superiores.
- Classe III: limita surtos de tensão penetram equipamentos mais sensíveis, ou seja, ele está destinado a proteger somente um equipamento, geralmente aparelhos eletroeletrônicos.

O DPS funciona através de um varistor, que é um resistor elétrico que varia sua resistência de acordo com a tensão elétrica aplicada, sendo que, quanto menor a tensão aplicada, maior será a resistência e quanto maior a tensão, menor será a resistência. Desse modo, em um pico de tensão a resistência será extremamente baixa, o DPS fecha, então, um curto-circuito com o terra da instalação, desviando o fluxo de corrente, que não atinge e danifica os equipamentos conectados ao circuito elétrico. A maior vantagem na utilização de um varistor é a sua velocidade de atuação, que é extremamente rápida e eficiente para o funcionamento do DPS, onde a variação de tensão ocorre em milissegundos, não havendo tempo suficiente para que o disjuntor do sistema seja acionado (Prestes, s.a.).

PARTE 2

ELABORAÇÃO DO PROJETO

CAPÍTULO 6
Procedimentos Iniciais

Para que o projeto fotovoltaico seja desenvolvido é preciso, primeiramente, entender a necessidade do cliente. Para isso, é necessário avaliar três conceitos de viabilidade: econômica, técnica e em relação às normas da concessionária.

Sobre a viabilidade econômica, é necessário verificar a demanda e o quanto o cliente está disposto a investir no sistema fotovoltaico. Quanto melhor for apresentada a relação entre o investimento e o seu retorno ao longo do tempo, com a redução do valor da conta de energia elétrica, mais fácil se torna para o cliente se interessar pelo projeto.

A viabilidade técnica está relacionada às condições específicas do local de instalação do sistema, e envolve questões como o sombreamento, que podem fazer com que o sistema não consiga gerar a energia necessária. Como a solução desse tipo de problema pode acabar aumentando significativamente os custos do projeto, é importante que sejam verificadas logo no início do processo. Existem diversos softwares que podem auxiliar nesses estudos, entre eles o Solergo e o PV*SOL.

As normas relativas às instalações elétricas (NBR 5410 e NBR 5419) e aos sistemas fotovoltaicos (NBR 16149, NBR 16150, NBR 16274 e NBR 16690), bem como as normas da concessionaria de energia sempre devem ser levadas em consideração para analisar o padrão de entrada do cliente, visando utilizar o cabeamento, o disjuntor de proteção e a caixa de medição corretos. Caso não estejam de acordo com as normas vigentes (NBR 5410 e NBR 16.690), quando o projeto é enviado à concessionaria pode ser reprovado, sendo negado o parecer de acesso, e inviabilizando a instalação, a troca do medidor e a homologação do projeto.

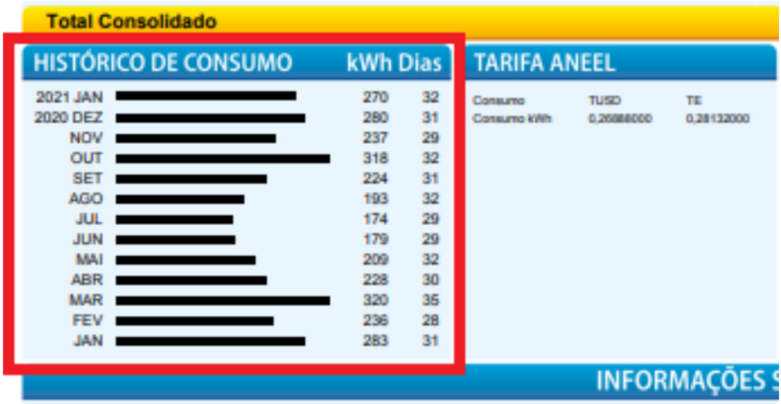
O primeiro passo para a elaboração do projeto é o levantamento do perfil de consumo do cliente, já que esse perfil é a base para todos os dimensionamentos e para a definição dos equipamentos necessários. Para verificar o perfil de consumo utiliza-se a conta de energia elétrica mais recente.

Figura 17. Dados de identificação do consumidor na conta de energia elétrica.

Fonte: Os autores.

Pode-se observar, na Figura 17, que na conta de energia aparecem os dados do cliente: o endereço, a classe, se ele está cadastrado como monofásico, bifásico ou trifásico, se é um cliente rural, residencial, comercial e a tensão de fornecimento. Essas informações são importantes para preencher alguns documentos solicitados pela concessionária, que serão detalhados mais à frente.

Figura 18. Conta de energia elétrica: histórico de consumo.



Fonte: Os autores.

Na Figura 18 destaca-se, em vermelho, o histórico de consumo. Para calcular o consumo médio basta somar os valores dos últimos 12 meses (neste caso, de janeiro de 2021 até fevereiro de 2020) e dividir o valor total por 12. No exemplo da Figura 34, obtém- se como resultado o consumo médio mensal de 239kWh. Esse será o valor que o sistema fotovoltaico deve gerar por mês, para que no período de 12 meses a própria geração do cliente sustente seus gatos de energia, pois mesmo que existam meses que o consumo desse cliente é maior, vai existir meses em que esse consumo será menor, e serão registados os créditos na concessionaria.

Nem sempre o valor médio mostra como será o consumo futuro, por isso é

importante verificar também se há pretensão, por parte do cliente, de aumentar o consumo inserindo outros equipamentos que demandam muita energia, como aparelhos de ar-condicionado, aquecedores, dentre outros. Nesses casos deve-se estimar um valor mensal médio de consumo, em kWh, para cada equipamento adicional e acrescentar ao valor de consumo médio da residência, para que sejam considerados nas demais etapas do projeto. É importante, ainda, verificar se existem valores mínimos de energia elétrica cobrados pela concessionária, independente do consumo. Se existirem valores correspondentes a consumos mínimos, esses valores devem ser descontados do valor de energia a ser gerado pelo sistema fotovoltaico.

Após o levantamento do perfil de consumo é importante realizar uma visita técnica ao local onde o sistema será instalado, para verificar a estrutura do telhado, se existe área útil suficiente para o projeto, a quantidade de águas que o telhado possui, e suas orientações. Essa análise detalhada do telhado é necessária, pois os módulos fotovoltaicos são direcionados preferencialmente para o norte, pela melhor eficiência na captação da radiação solar, e não sendo possível o posicionamento com essa orientação existem perdas na geração, que necessitam compensação através da inserção de mais módulos no sistema (as perdas por orientação e a forma de compensação serão detalhadas em tópico específico).

É, também, de extrema importância nessa visita técnica inicial, analisar o tipo de telhado e sua área útil, verificar se a estrutura se encontra integra e se existe algum sombreamento no local de instalação do sistema fotovoltaico, como arvores, elevações no telhado ou construções vizinhas que possam impedir total ou parcialmente a incidência da radiação solar sobre os módulos. Caso a sombra não seja removível, ou não seja possível evitá-la, deve-se verificar se essa sobra aparece em apenas uma etapa do dia, e levar em consideração no momento de dimensionar o sistema. Em casos em que o sombreamento prejudique totalmente a geração de energia elétrica, verifica-se se o cliente deseja fazer a geração em outro endereço e direcionar os créditos para essa unidade que é muito sombreada.

Outra tarefa a ser executada na visita inicial é a captação de algumas imagens, que serão úteis no momento de elaboração do projeto e na solicitação do parecer de acesso junto a CPFL. As imagens, ilustradas na Figura 19, são: do ramal de ligação, que é o cabo que vem do poste da rua até o padrão de entrada; do padrão de entrada; da caixa de medição; e do disjuntor. Logo de início as imagens servem para verificar se o padrão de entrada se encontra em acordo com a norma da CPFL e se é necessário realizar alguma adequação de disjuntor, cabeamentos, caixa, ou até mesmo do poste padrão, caso esteja em mal estado.

Figura 19 Exemplo de imagens do local de instalação do sistema obtidas na primeira visita técnica.

Fonte: Os autores.

Tendo em mãos os dados fornecidos pela conta de energia elétrica e os observados na visita técnica, registrados nas imagens, é possível verificar se a classe na conta de energia represente o mesmo do padrão que está efetivamente instalado. No caso do exemplo das Figuras 17 a 19, o projeto está cadastrado na conta de energia como bifásico e a instalação física dele é realmente bifásica, nesse caso está tudo certo. Caso as informações sejam distintas, é necessário realizar um ajuste de carga, bastando, para isso, entrar em contato com a CPFL (ou com a concessionária ou distribuidora de energia local), no site da distribuidora, para orientações.

Ainda no que diz respeito à verificação entre a compatibilidade entre os dados da conta e o que está realmente instalado na residência, a identificação do padrão de entrada, em relação à norma da concessionaria, é realizado a partir das tabelas resumo mostradas na Tabela 2.

Tabela 2. Dimensionamento do padrão de entrada da instalação elétrica, segundo a CPFL.

8.2.1 Tabela 1A – Dimensionamento do Ramal de Entrada – Tensão 127/220V												
Categoria		A1 (1)	A2 (1)	B1	B2	C1	C2	C3	C4 (6)	C5 (6)	C6 (6)	
Carga instalada individual ou soma de 2 ou mais clientes (kW)		C ≤ 6	C ≤ 12	12≤C≤18	18≤C≤25	25 ≤ C ≤ 75						
Demanda Individual ou Demanda de 2 ou mais clientes (kVA)		-	-	-	-	D≤23	23≤D≤30	30≤D≤38	38≤D≤47	47≤D≤57	57≤D≤76	
Limitação motores (cv)	FN (1)	1	2	2	2	2	2	3	5	7,5	7,5	
	FF	-	-	3	5	3	5	7,5	7,5	10	15	
	FFFN (3)	-	-	-	-	15	20	25	30	40	50	
Cabo PVC mm² BWF 70°C 750 V		6	16	16	25	16	25	35	50	70 (4)	95 (4)	
Caixa		II (2)				III			H			
Disjuntor (A)		32	63	63	80	63	80	100	125	150	200	
Eletroduto mm (pol)		32 (1)		40 (1 ¼)					50 (1 ½)	60 (2)		
Aterramento	Condutor nu (mm²)	6	10						16	25	35	
	Eletroduto mm (pol)	20 (¾)										
Poste Caixa Incorporada (daN)	Face A Frontal (daN)	90 - Mini 100 - Multi 100		100 - Multi 100					300 - Multi 200			
Pontalete Tubular de Aço (mm)		60,33 x 3,35 ou 80 x 80 x 3 (diâmetro externo x espessura)					-	-	-	-	-	
Ramal de Ligação		10 mm² Duplex	10 mm² Triplex 10 mm² Triplex Neutro Isolado (1)	16 mm² Triplex	25 mm² Triplex	10 mm² Quadruplex	16 mm² Quadruplex	25 mm² Quadruplex	35 mm² Quadruplex	50 mm² Quadruplex	70 mm² Quadruplex	

Fonte: CPFL. Disponível em http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-13.pdf. P. 94- 95

No caso do exemplo apresentado na Figura 17, a conta de energia elétrica indica a categoria B1, para tensão de fornecimento 127/220V, então o padrão de entrada deve seguir todas as especificações dessa coluna, sendo possível confirmar com as imagens da Figura 19. Caso seja necessária alguma adequação do padrão de entrada é interessante consultar um profissional eletricista que conheça as normas da concessionária, para ajustar fisicamente o que for necessário, segundo a norma.

Além das informações do perfil de consumo e do local de instalação, alguns documentos são necessários para a formalização de um contrato com o cliente, e fazem parte desta etapa inicial: documento de identificação (RG ou CNH), a conta de energia, uma procuração com firma reconhecida em cartório, na qual o cliente autoriza a assinatura dele de tudo correlacionado à homologação do projeto. É imprescindível que os três documentos estejam no mesmo nome o no mesmo CPF ou CNPJ; caso a conta de energia esteja em nome de uma empresa, e registado em um CNPJ, é necessário que o cliente forneça também o contrato social da empresa e o cartão CNPJ.

CAPÍTULO 7
Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

A primeira etapa para o dimensionamento é a determinação da irradiação do local de instalação do sistema fotovoltaico. A irradiação de uma determinada região pode ser obtida em diversos sites, que coletam essa informação através de sensores e fornecem médias da potência solar recebida. Um exemplo é o site do Centro de Referências para as Energias Solar e Eólicas de S. Brito (CRECESB), disponível em https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata. Informando a latitude e a longitude do local ou região onde vai ser instalado o sistema fotovoltaico o site fornece uma tabela e um gráfico com o valor de irradiação média diária para cada mês do ano.

Também é necessário levar em consideração alguns fatores que influenciam diretamente na capacidade de geração de energia e na eficiência:

O comprimento dos condutores elétricos, que pode ocasionar o aumento da resistência nos cabos (queda de tensão);

a temperatura de operação, já que os equipamentos têm uma porcentagem de eficiência para seu funcionamento, dependente da temperatura;

a orientação dos módulos e sua inclinação, que influenciam diretamente no potencial de geração, tendo em vista a melhor condição, que é a de irradiação direta, pelo maior tempo durante o dia.

Quanto mais perdas são evitadas na elaboração do projeto, mais eficiente ele se torna, pois todas as perdas acabam sendo compensadas com a inserção de mais módulos no sistema.

Para que isso seja feito de forma específica para cada projeto, utilizam-se softwares como PVSYST, PV*SOL e SOLERGO, porém esses softwares são pagos. Considerando projetos residenciais, de pequeno porte, o custo da análise com uso de software não se justifica, e a experiência em projetos maiores permite estimar uma perda média de 20%.

Além dessa perda média, uma análise adicional sobre a inclinação dos módulos é necessária. Existe uma inclinação específica que produz um valor médio anual de irradiação maior. A Figura 20 apresenta um exemplo em que a melhor inclinação é de 20°.

Figura 20. Irradiação no plano inclinado, para uma determinada localidade

Cálculo no Plano Inclinado

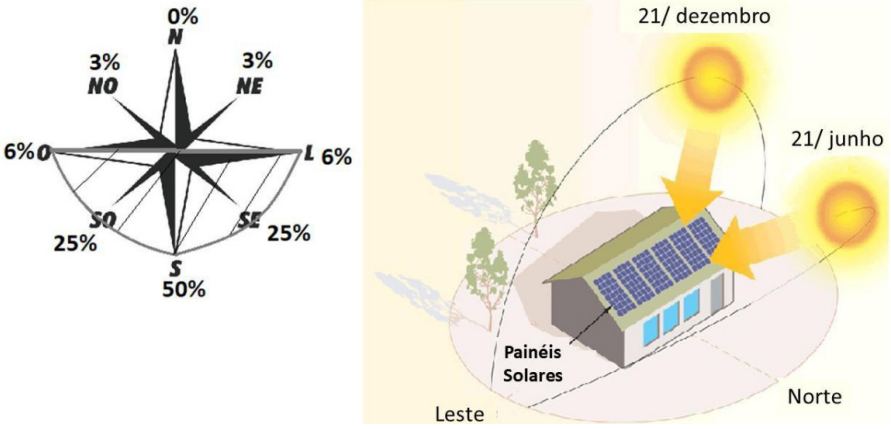
Estação: Guatapara
Município: Guatapara , SP - BRASIL
Latitude: 21,5° S
Longitude: 48,049° O
Distância do ponto de ref. (21,499588° [illegible]) 1,2 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	5,74	5,98	5,19	4,76	4,05	3,82	4,01	4,86	4,94	5,52	5,77	6,11	5,06	2,29
☑	Ângulo igual a latitude	21° N	5,23	5,71	5,32	5,35	4,94	4,88	5,03	5,70	5,23	5,39	5,31	5,47	5,30	,83
☑	Maior média anual	20° N	5,26	5,74	5,33	5,34	4,91	4,84	4,99	5,68	5,23	5,41	5,35	5,51	5,30	,89
☑	Maior mínimo mensal	26° N	5,04	5,57	5,28	5,41	5,08	5,06	5,20	5,82	5,23	5,29	5,14	5,25	5,28	,78

Fonte: CRESESB. Disponível em https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata.

A orientação do modulo influencia bastante, devido ao significativo descolamento do percurso do Sol no céu durante o ano. Módulos com orientação para o norte, na inclinação correta, trabalham com maior eficiência mais tempo durante o dia e podem alcançar seu rendimento máximo. Caso, por qualquer motivo, não seja possível posicioná-lo na inclinação correta, e seja necessário utilizar outras orientações, como noroeste e nordeste, a eficiência dos módulos vai sendo reduzida. A Figura 21 ilustra a questão da incidência solar e apresenta os valores de perda para cada uma das orientações possíveis. Não é recomendado inserir os módulos orientados para o Sul, pois as perdas de rendimento são muito elevadas, devido ao sombreamento do próprio telhado e pelo fato do modulo não receber radiação direta; isso, no entanto, não impossibilita o projeto, desde que as perdas sejam consideradas nos cálculos de dimensionamento.

Figura 21. Variação na irradiação solar e perdas devido à orientação dos módulos



Fonte: Os autores. (PINHO; GALDINO, 2014)

A última informação necessária é a potência máxima dos módulos. Para obter essa informação escolhe-se alguma marca de módulo disponível no mercado, por exemplo, o módulo Canadian Hiku de 400W (https://genyx.com.br/produto/modulo-solar-canadian- hiku-400w-policristalino/).

Com todos esses dados em mãos é possível realizar o cálculo da potência de geração mensal de cada módulo através da equação (9)

$$GP = P_{máx.} \times (1 - PG) \times D_m \times IR_m \times (1 - PO) \quad (9)$$

onde, GP é a geração mensal de cada modulo, $Pmáx.$ é a potência máxima do modulo, PG é o fator de perda do processo de geração, Dmé a média de dias por mês, IRm é a irradiação média anual e PO é o fator de perda por orientação dos módulos.

Sabendo o consumo médio mensal e a potência de geração mensal de cada módulo, basta dividir um valor pelo outro para obter a quantidade de módulos necessários ao projeto, como indica a equação 10,

$$QM = \frac{CM}{GP} \quad (10)$$

onde GP é a geração mensal de cada modulo, QM é a quantidade de módulos e CM é o consumo médio mensal. É sempre interessante arredondar a quantidade encontrada para cima, para ter certeza de que o projeto conseguirá suprir as necessidades do cliente.

A título de exemplo, será realizado o dimensionamento de um sistema com as informações apresentadas até este momento:

- Módulos Canadian Hiku com $Pmáx.$ de 400W;
- Perdas de geração de 20%, que correspondem a uma eficiência de 80%;
- Número de dias no mês igual a 365 dividido por 12, ou seja 30,4 dias por mês;
- Irradiação diária fornecida pelo CRECESB, com média anual de 5,3kWh/m²;
- Sem perdas por orientação, sendo considerado o posicionamento ao Norte;
- Consumo médio mensal do cliente era de 239kWh

$$GP = 400 \times 0{,}80 \times 30{,}4 \times 5{,}3 \times 1{,}00$$

$$GP = 51558W = 51{,}6kW$$

$$QM = \frac{239}{51{,}6}$$

$$QM = 4.6 \approx 5\ Módulos$$

Na sequência é apresentado mais um outro exemplo, com o passo a passo completo do processo de dimensionamento, usando outra residência, localização e orientação para os módulos.

Tabela 3. Histórico do Consumo de Energia Elétrica

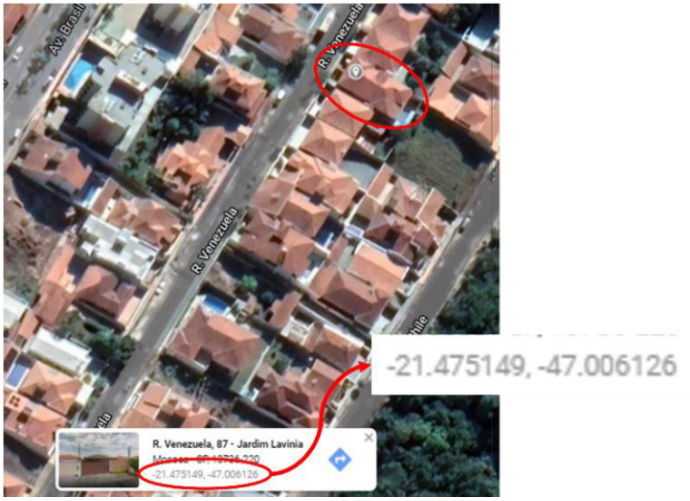
MÊS	CONSUMO
SETEMBRO	307kWh
OUTUBRO	313kWh
NOVEMBRO	361kWh
DEZEMBRO	276kWh
JANEIRO	272kWh
FEVEREIRO	268kWh
MARÇO	336kWh
ABRIL	312kWh
MAIO	261kWh
JUNHO	344kWh
JULHO	300kWh
AGOSTO	230kWh
TOTAL:	3580kWh

Fonte: Os autores.

A partir do histórico de consumo apresentado na Tabela 3, retirado de um conta de energia, somando-se o consumo dos últimos 12 meses e dividindo por 12 obtém-se o consumo mensal de 298kWh.

Com auxílio do Google Maps ou do Google Earth coleta-se as coordenadas do local da instalação, conforme ilustrado na Figura 22.

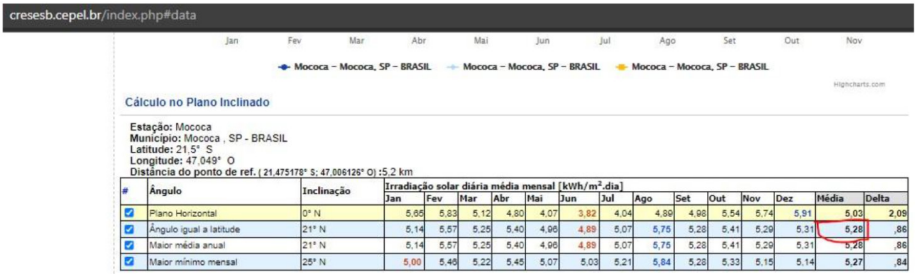
Figura 22. Mapa e coordenadas do local de instalação



Fonte: Os autores.

Inserindo as coordenadas no site do CRECESB verifica-se que a melhor inclinação para a região de Mococa é de 21°, apresentando o maior valor de irradiação diária média de 5,28kWh/m², conforme destacado na Figura 23.

Figura 23. Irradiação diária média e melhor inclinação para região de Mococa.


cresesb.cepel.br/index.php#data

Jan Fev Mar Abr Mai Jun Jul Ago Set Out Nov

Mococa – Mococa, SP – BRASIL Mococa – Mococa, SP – BRASIL Mococa – Mococa, SP – BRASIL

Highcharts.com

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Mococa
Município: Mococa , SP - BRASIL
Latitude: 21,5° S
Longitude: 47,049° O
Distância do ponto de ref. (21,475178° S; 47,006126° O) :5,2 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	5,65	5,83	5,12	4,80	4,07	3,82	4,04	4,89	4,98	5,54	5,74	5,91	5,03	2,09
☑	Ângulo igual a latitude	21° N	5,14	5,57	5,25	5,40	4,96	4,89	5,07	5,75	5,28	5,41	5,29	5,31	5,28	,86
☑	Maior média anual	21° N	5,14	5,57	5,25	5,40	4,96	4,89	5,07	5,75	5,28	5,41	5,29	5,31	5,28	,86
☑	Maior mínimo mensal	25° N	5,00	5,46	5,22	5,45	5,07	5,03	5,21	5,84	5,28	5,33	5,15	5,14	5,27	,84

Fonte: Os autores.

Usando o mesmo módulo do exemplo anterior, com potência máxima de 400W, e observando na Figura 22 que a residência se encontra com as águas do telhado apontadas para o Noroeste e Nordeste, como melhores opções para o projeto, o que significa perda de orientação de 3% (indicada na Figura 21), tem-se o conjunto de dados necessários para a realização dos cálculos:

$$GP = P_{máx.} \times (1 - PG) \times Dm \times IRm \times (1 - PO)$$

$$GP = 400 \times 0{,}80 \times 30{,}4 \times 5{,}28 \times 0{,}97$$

$$GP = 49822W \; ou \; 49{,}8kW$$

$$QM = \frac{298}{49{,}8}$$

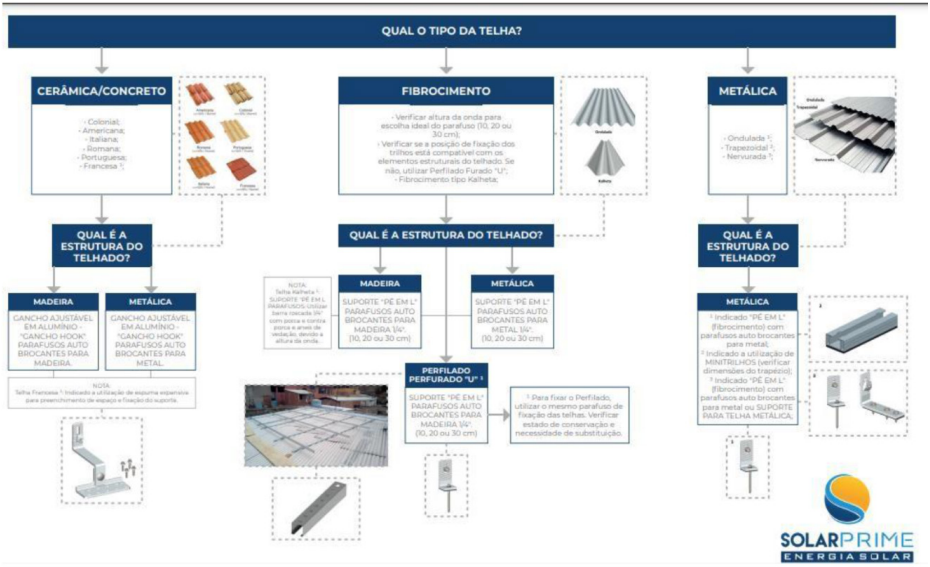
$$QM = 5{,}98 \approx 6 \; Módulos$$

O cálculo da quantidade de módulos necessários é fundamental para a definição do orçamento do projeto e para a realização das etapas seguintes, mas existem outras análises e levantamentos necessários até que o dimensionamento esteja completo.

Fixação dos módulos no telhado

São encontrados, na maioria das residências, telhados cerâmicos, de fibrocimento ou metálicos, e para cada tipo de telhado deve ser utilizado um tipo de estrutura para fixação dos módulos do sistema fotovoltaico, conforme ilustra a Figura 24. Uma ressalva importante é que a estrutura utilizada para os telhados de cerâmica serve para os outros tipos de telhado, mas o contrário não ocorre. Como há diferença de preços entre as estruturas é sempre interessante verificar qual a estrutura que deve ser utilizada em seu sistema para o momento de realizar o orçamento.

Figura 24. Tipos de estruturas e telhados



Fonte: Setor de Construção Civil da SolarPrime

Além da questão do tipo de telhado é necessário analisar a sua área útil, em relação à quantidade de módulos que foi calculada para o sistema, verificando se são compatíveis, bem como a posição de fixação dos módulos fotovoltaicos. Para verificar se a área útil do telhado é suficiente para os módulos basta ver a quantidade de módulos que serão necessários para a geração e multiplicar pela área de cada modulo. Para determinar a área de cada modulo basta verificar em seu datasheet (Figura 25a). A área do telhado pode ser obtida por medição direta, ou utilizando o recurso do google Earth, conforme ilustra a Figura 25b.

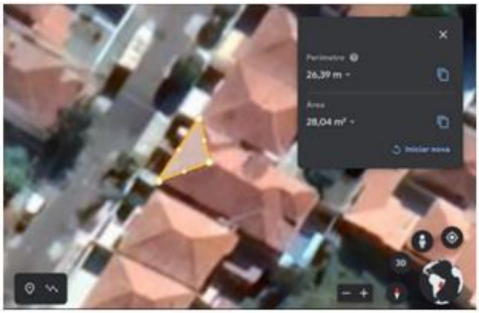
Figura 25. Área útil do telhado é área dos módulos fotovoltaicos

a)

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)

b)



Fonte: a) file:///C:/Users/profr/Downloads/Datasheet-Painel-Solar-395W-HiKu-CS3W-P.pdf b) Os autores.

Outro cuidado é com relação a deixar um espaçamento para manutenção ou limpeza dos módulos futuramente, não deixando o telhado totalmente coberto com os módulos, pois os módulos são muito sensíveis, e subir sobre eles para limpeza pode ocasionar problemas de funcionamento, perdas na geração e perda de garantia.

Figura 26. Posicionamento dos módulos no telhado

Fonte: https://www.google.com/maps/uv?pb=!1s0x6bbce38ef6960d4f%3A0xcd993d977e732587!3m1!7e131!4s!5sHF%20SOLAR%2Jaguari%C3%BAna!15sCgIgARICEAE&hl=pt-BR&imagekey=!1e10!2sAF1QipMPOyVtUX_SPIfz_oFaMWDFOEbFLG3ERpU1Z19V

Os módulos podem ser inseridos no telhado de duas formas: na vertical e na horizontal, como se pode ver na Figura 26. Quando o modulo está na vertical é necessária apenas uma estrutura por modulo, mas quando ele se posiciona na horizontal são necessárias duas estruturas por módulo. Assim, e como podemos notar na Figura 26, os módulos são fixados na horizontal apenas em momentos em que realmente é necessário.

Ainda que a área útil do telhado seja suficiente, é importante considerar se a instalação dos módulos pode ser prejudicial à estrutura da residência. Se houver dúvidas nesta etapa, ou exigir uma análise estrutural mais detalhada, será necessário a contratação de um engenheiro civil, para que possa avaliar com maior precisão o risco acidente ou dano ao imóvel, e quais seriam as correções necessárias. Os sistemas fotovoltaicos têm uma garantida de 15 anos, e caso isso não seja levado em conta no momento de se elaborar o projeto, pode causar sérios prejuízos à empresa futuramente e, obviamente, a pior das perdas que é a vida humana.

Como já mencionado anteriormente, neste trabalho não será abordada a

instalação física das estruturas, dos módulos ou do sistema, mas sim o detalhamento da elaboração do projeto. A instalação, como deve ser feita e os cuidados no momento da confecção devem ser deixados à cargo do instalador.

Associação dos módulos em série e em paralelo

Na fundamentação teórica foi discutida a associação de módulos em série e em paralelo, o que ocorre com as propriedades de tensão e corrente nos dois tipos de associação, e que ambas as conexões sofrem interferência na eficiência conforme a temperatura aumenta.

A necessidade de associação de módulos fotovoltaicos em paralelo é definida de acordo com a corrente de operação do inversor (o dimensionamento dos inversores de frequência será detalhado no próximo tópico). Na prática, em função dos inversores disponíveis no mercado, geralmente não são realizadas associações em paralelo.

A associação de módulos em série tem como resultado um aumento na tensão, porém a corrente se mantém semelhante à do circuito com um único modulo, e dessa forma é possível a conexão com os inversores de frequência, respeitando a corrente máxima da entrada. Neste caso será necessário verificar a faixa de tensão de operação do inversor, conforme detalhado no próximo tópico.

CAPÍTULO 8
Dimensionamento dos equipamentos

Para que o projeto fotovoltaico esteja de acordo com a concessionária de fornecimento de energia elétrica da região do projeto, é necessário que o dimensionamento dos equipamentos incluídos no sistema esteja correto. Desse modo, deve-se seguir as seguintes etapas para dimensionar corretamente os inversores e cabos do sistema.

Inversores Fotovoltaicos

Para realização do dimensionamento dos inversores que serão necessários no sistema é preciso, primeiramente, saber identificar a potência que o sistema fotovoltaico terá. Basta, para tanto, multiplicar o número de módulos do sistema por suas potências nominais: 5 x 400 ou 6 x 400, nos exemplos de dimensionamento utilizados acima.

Através da potência total do sistema, determina-se o inversor de frequência que será utilizado, sempre aproximando os valores de potência para mais e respeitando o valor de máxima potência fornecida pelo fabricante (consultado no *datasheet*). Por exemplo, se o sistema possui uma potência total de 2.400W, pode-se utilizar um inversor de 3.000W. É importante citar que os inversores fotovoltaicos possuem a capacidade de trabalhar com uma potência de entrada de 150% da capacidade especificada (*Overload*), ou seja, um inversor de 3.000W consegue trabalhar com uma potência de entrada de até 4.500W (Datasheet Reno 3k), sendo que, quando se trabalha com a potência entre 100% e 150% da capacidade do inversor, alcança-se o pico de potência gerada mais rápido.

Como exemplo, serão utilizados inversores da Renovigi, modelo Reno 3k plus (https://renovigi.com.br/produto/inversores/inversor-3-0-kw-reno-3k-plus--mono-220v- 60hz), assim como os já mencionados módulos fotovoltaicos da CanadianSolar de 400W. O mesmo cálculo de dimensionamento é usado para inversores de frequência de outras marcas e modelos, assim como para módulos fotovoltaicos de outros fabricantes.

Deve-se pesquisar os datasheets de cada equipamento e acessar a ficha técnica dos módulos, no site dos fabricantes, pois através dos dados fornecidos pelos fabricantes é realizado o dimensionamento.

Na ficha técnica do inversor de frequência, é necessário observar qual a faixa de tensão MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) que o equipamento trabalha; essa tensão garante a operação dos módulos fotovoltaicos sempre no ponto de máxima potência, possibilitando a máxima geração de energia pelo sistema fotovoltaico. Além disso, é necessário observar a quantidade de MPPT pela quantidade de entradas por MPPT do equipamento, onde esse dado indica a quantidade de entradas que o inversor possui e quantos grupos de módulos podemos adicionar em cada entrada. A faixa de tensão especificada na ficha técnica do equipamento de exemplo é de 80V (mínimo) até 500V (máximo) e a quantidade de MPPT pela quantidade de entrada por MPPT é de 1 para 1, como mostra a Tabela 4.

Tabela 4. Tabela de entradas do inversor fotovoltaico

Entrada (CC)	
Potência máxima CC (W)	4500
Tensão máxima CC (V)	600
Faixa de tensão MPPT (V)	80 -500
Tensão de Inicialização (V)	90
Máxima corrente de entrada por MPPT (A)	11
Máxima corrente de curto circuito por MPPT (A)	17.2
Quantidade de MPPT / Quantidade de entradas por MPPT	1/1

Fonte: Ficha técnica inversor de frequência Reno 3k plus

Já na ficha técnica do módulo fotovoltaico que será utilizado no projeto é preciso verificar qual a tensão de circuito aberto (Voc) do módulo. Deve-se atentar ao fato de que esse valor de tensão deve ser o especificado para NMOT (Nominal Module Operating Temperature), com uma irradiância de 800W/m², e não especificado para valores de STC (Standard Test Conditions), com irradiância de 1000W/m², pois os valores observados em STC são apenas para condições em laboratórios. A tensão de circuito aberto (Voc) do equipamento de exemplo (módulo de 400W) é de 44,3V, como mostra a Tabela 5.

Tabela 5. Dados elétricos em NMOT do módulo fotovoltaico

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Nominal Max. Power (Pmax)	294 W	298 W	302 W	305 W	309 W	313 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.8 V	36.0 V	36.2 V	36.4 V	36.6 V	36.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.21 A	8.27 A	8.33 A	8.39 A	8.45 A	8.51 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.1 V	44.3 V	44.5 V	44.7 V	44.9 V	45.1 V
Short Circuit Current (Isc)	8.73 A	8.79 A	8.86 A	8.92 A	8.99 A	9.08 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

Fonte: Datasheet módulo HiKu 395W ~ 420W

Com esses dados, é possível calcular a quantidade máxima de módulos ($Qmáx.$) que cada entrada MPPT consegue suportar, conforme a equação 11, assim como a quantidade mínima de módulo ($Qmin.$) para que o inversor de frequência opere, conforme a equação 12.

$$Q_{máx.} = \frac{MPPT_{máx.}}{Voc} \quad (11)$$

$$Q_{min.} = \frac{MPPT_{min.}}{Voc} \quad (12)$$

Usando os equipamentos indicados teremos $Qmáx.$ = 11,3 e $Qmin.$= 1,8. Através dessas quantidades, é possível determinar se é necessário a utilização de outro inversor de frequência, com mais entradas, ou com maior capacidade de módulos por entradas, de acordo com a quantidade de módulos dimensionados para o projeto. Em outras palavras, se a quantidade de módulos dimensionada estiver entre o valor mínimo e o valor máximo calculado, como é o caso dos dois exemplos do item 4.3 (5 e 6), o inversor escolhido atende ao sistema; se o valor for maior, será necessário incluir mais inversores no projeto, até que o total de módulos seja atendido.

É importante destacar que os grupos de módulos que estiverem orientados em direções diferentes devem ser ligados em entradas diferentes do inversor de frequência. Por exemplo, se um conjunto de módulos estiver orientado para o norte e outro conjunto orientado para o sul, esses conjuntos devem ser ligados em entradas diferentes, pois cada conjunto vai gerar quantidades distintas de energia. Se o inversor possuir apenas uma entrada, será necessário a adição de mais inversores.

Cabos

Outra parte fundamental do projeto fotovoltaico é o dimensionamento dos cabos elétricos do sistema, e para realizar o dimensionamento correto dos cabos, deve-se utilizar a norma da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) NBR 5410, referente às instalações elétricas de baixa potência e a norma NBR 16.690, que trata de Instalações Elétrica de Arranjos Fotovoltaicos – Requisitos de projetos. Essa metodologia de dimensionamento é utilizada para calcular quais os cabos corretos que o sistema deve possuir para a passagem de corrente alternada.

Vale ressaltar a importância de se realizar o dimensionamento correto dos cabos condutores em um sistema elétrico; pois se realizado de forma incorreta, pode ocasionar superaquecimento dos condutores, que desperdiça energia e cria condições para acidentes, como derretimento dos cabos, podendo até mesmo gerar incêndios na estrutura. Primeiramente, é necessário saber em qual meio os condutores estarão posicionados e, então, utilizar a Tabela 33 - Tipos de Linhas Elétricas, da NBR 5410, apresentada na Tabela 6, que mostra o método de referência (utilizado a determinação da capacidade de condução de corrente) para cada tipo de instalação. Geralmente, em casos residenciais, são utilizados condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria, e nesse caso, o método de referência é B1, destacado na Tabela 6. Se a residência possuir uma instalação diferente, é necessário verificar o método de referência adequado na tabela.

Tabela 6. Tipos de linhas elétricas.

Método de instalação número	Esquema ilustrativo	Descrição	Método de referência[1]
1		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante[2]	A1
2		Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante[2]	A2
3		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto	B1
4		Cabo multipolar em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto	B2
5		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção não-circular sobre parede	B1
6		Cabo multipolar em eletroduto aparente de seção não-circular sobre parede	B2
7		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria	B1
8		Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria	B2
11		Cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do cabo	C
11A		Cabos unipolares ou cabo multipolar fixado diretamente no teto	C

Fonte: Tabela 33 – NBR 5410

O próximo passo é saber a quantidade de cabos carregados do circuito. Para isso, podemos utilizar a tabela da Tabela 7. No caso de circuito trifásico com neutro, quando a circulação de corrente no neutro não for acompanhada de redução correspondente na carga dos condutores de fase, o neutro deve ser computado como condutor carregado. É o que acontece quando a corrente nos condutores de fase contém componentes harmônicas de ordem três e múltiplos numa taxa superior a 15%.

Tabela 7. Número de condutores carregados para cada tipo de circuito

Condutores vivos do circuito	Nº de condutores carregados a ser adotado
Monofásico a dois condutores	2
Monofásico a três condutores	2
Duas fases sem neutro	2
Duas fases com neutro	3
Trifásico sem neutro	3
Trifásico com neutro	3 ou 4

Fonte: Tabela 46 – NBR 5410

Em seguida deve-se consultar a tabela de condução de corrente. Esta tabela pode variar de acordo com o tipo de condutor, com o tipo de isolação, de acordo com a temperatura do condutor e com a temperatura ambiente. Para sistemas fotovoltaicos residenciais, o cabo com isolação em PVC e condutor de cobre é o mais utilizado, por isso será utilizada a tabela com as seguintes especificações:

- Condutores: cobre ou alumínio
- Isolação: PVC
- Temperatura no condutor: 70°C
- Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Através da Tabela 8, pode-se determinar a seção nominal dos condutores do sistema. Baseando-se no método de referência e na quantidade de condutores carregados, que no caso do exemplo em estudo são 2, obtém-se o valor de corrente suportado por cada valor de seção nominal sendo, então, possível adequar a bitola do cabo de acordo com a corrente do projeto.

Para calcular a corrente máxima ($Imáx.$) do circuito, utilizamos equação 13, onde $Pmáx.$ é a potência máxima do circuito e V é a tensão.

$$I_{máx.} = \frac{P_{máx.}}{V} \qquad (13)$$

Por exemplo, para o circuito com 2 condutores carregados embutidos em alvenaria e a corrente máxima do sistema é de 50A, utilizaremos um cabo de 10mm², conforme destacado na Tabela 8. Para outras especificações, consultar outras tabelas disponíveis na NBR 5410.

Tabela 8. Dimensionamento da seção nominal dos condutores em circuitos residenciais

Seções nominais mm²	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	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259	246	203
150	240	216	219	196	309	275	265	236	344	299	278	230
185	273	245	248	223	353	314	300	268	392	341	312	258
240	321	286	291	261	415	370	351	313	461	403	361	297
300	367	328	334	298	477	426	401	358	530	464	408	336
400	438	390	398	355	571	510	477	425	634	557	478	394
500	502	447	456	406	656	587	545	486	729	642	540	445
630	578	514	526	467	758	678	626	559	843	743	614	506
800	669	593	609	540	881	788	723	645	978	865	700	577
1 000	767	679	698	618	1 012	906	827	738	1 125	996	792	652
Alumínio												
16	48	43	44	41	60	53	54	48	66	59	62	52
25	63	57	58	53	79	70	71	62	83	73	80	66
35	77	70	71	65	97	86	86	77	103	90	96	80
50	93	84	86	78	118	104	104	92	125	110	113	94
70	118	107	108	98	150	133	131	116	160	140	140	117
95	142	129	130	118	181	161	157	139	195	170	166	138
120	164	149	150	135	210	186	181	160	226	197	189	157
150	189	170	172	155	241	214	206	183	261	227	213	178
185	215	194	195	176	275	245	234	208	298	259	240	200
240	252	227	229	207	324	288	274	243	352	305	277	230
300	289	261	263	237	372	331	313	278	406	351	313	260
400	345	311	314	283	446	397	372	331	488	422	366	305
500	306	356	360	324	512	456	426	378	563	486	414	345
630	456	410	416	373	592	527	488	435	653	562	471	391
800	529	475	482	432	687	612	563	502	761	654	537	446
1 000	607	544	552	495	790	704	643	574	878	753	607	505

Fonte: Tabela 36 – NBR 5410

Depois disso, deve-se adicionar um fator de correção (Fc), que varia de acordo com a forma de agrupamento dos condutores e a quantidade de circuitos que estarão presentes no eletroduto que os condutores estarão. Seguindo a tabela presente na Tabela 9, utiliza- se o fator de correção e a corrente tabelada (It) para determinar a corrente corrigida (Ic) que os condutores irão suportar, através da equação 14.

$$I_c = I_t F_c \quad (14)$$

Por exemplo, se a forma agrupamento dos condutores for embutida e estiverem 3 circuitos dentro do eletroduto, o fator de correção será de 0,7 e a corrente corrigida, para um cabo de 10mm² será de 39,9A. Desse modo, caso a corrente máxima do circuito for 50A, teríamos que utilizar um cabo de 25mm², que teria uma corrente corrigida de 62,3A.

Tabela 9. Fatores de correção aplicáveis a condutores, por forma de agrupamento.

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Fonte: Tabela 42 – NBR 5410

Outro fator que devemos considerar ao dimensionarmos os cabos do sistema é a queda de tensão gerada pela distância. Para sistemas fotovoltaicos, a queda de tensão começa ser relevante para distâncias maiores do que 30m (Fonte: pesquisa SolarPrime), abaixo disso, a queda de tensão gerada é desprezível de acordo com a NBR 5410.

Para calcular a queda de tensão, primeiro deve-se calcular a resistência ôhmica do condutor, de acordo com a equação 15, onde R é a resistência elétrica em ôhm, ρ é resistividade específica do material (0,0172 para o cobre), l é o comprimento do condutor em metros e S é a seção do condutor em mm².

$$R = \frac{\rho\, l}{S} \quad (15)$$

Calculado a resistência do condutor, utilizamos de seu valor para calcular a queda de tensão (ΔE) em volts (V), através da equação 16, onde R é a resistência do condutor, I é a corrente elétrica e $cos\theta$ é o fator de potência.

$$\Delta E = 2R\ I\ cos\theta \quad (16)$$

Também possível calcular o percentual da queda de tensão, utilizando da equação 17, onde $\Delta E\%$ é o percentual de queda de tensão, ΔE é a queda de tensão e V é a tensão do sistema.

$$\Delta E\% = 100\ \frac{\Delta E}{V} \quad (17)$$

Segundo a NBR 5410, para circuitos de baixa tensão, a queda de tensão máxima permitida em um circuito terminal é de 2%. Desse modo, se $\Delta E\%$ for maior que 2%, devem- se utilizar cabos com maior diâmetro, para que a queda de tensão não fique fora da norma e não danifique o sistema elétrico da residência.

Dispositivos de proteção

Outros dispositivos importantes em um projeto fotovoltaico são os relacionados com a proteção do sistema, como disjuntores e dispositivo de proteção contra surtos (DPS).

Para dimensionar os disjuntores é necessário, primeiramente, ter em mãos o cálculo da corrente total e o dimensionamento dos cabos do sistema.

Como o objetivo do disjuntor é proteger os componentes do sistema contra sobrecargas, o valor do disjuntor deve estar abaixo do suportado pelos cabos elétricos do circuito. Por outro lado, para que ele não fique desarmando sem necessidade, o valor de corrente que ele suporta deve ser maior que a corrente máxima que pode passar no circuito. Assim, com a finalidade de assegurar a proteção e o funcionamento do sistema, os dispositivos devem ter uma corrente tal que:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad \text{e} \quad I_2 \leq 1{,}45 I_Z \quad (18)$$

onde IB é a corrente de projeto do circuito, Iz é a capacidade de condução de corrente dos condutores, In é a corrente nominal do dispositivo de proteção e I2 é a corrente convencional de atuação, para disjuntores, ou corrente convencional de fusão, para fusíveis[1].

1 A condição $I2 \leq 1{,}45IZ$ é aplicável quando for possível assumir que a temperatura limite de sobrecarga dos condutores não venha a ser mantida por um tempo superior a 100 h durante 12 meses consecutivos, ou por 500 h ao longo da vida útil do condutor. Quando isso não ocorrer, a condição da alínea b) deve ser substituída por: I2 ≤ Iz

O DPS, por sua vez, deve conduzir altas correntes em um curto período, desviando essas correntes do circuito, e após sua atuação em um surto de corrente, ele deve retornar ao seu estado natural, não conduzindo corrente. Para sistemas fotovoltaicos, os DPSs mais utilizados são os da classe I ou II, pois a intenção é proteger o sistema como um todo e não apenas equipamentos específicos. Os DPSs de classe II são ainda mais comuns, por protegerem das descargas indiretas, que são mais frequentes. Caso a concessionária ou distribuidora local de energia exija, por regulamentos próprios, pode ser necessário o uso dos dispositivos de classe I.

Orçamento e contrato

Após concluídas todas as etapas de dimensionamento, dos módulos fotovoltaicos, inversores, cabos elétricos e dispositivos de proteção, pode-se realizar o orçamento do projeto, para ser enviado ao cliente, detalhando o custo de cada um dos materiais que serão utilizados e as taxas de engenharia para confecção do projeto. Como o foco deste material é mostrar como obter o parecer de acesso e não abordar a instalação do sistema fotovoltaico, recomendamos que os custos da instalação, realizados por uma empresa terceirizada, também sejam inclusos no orçamento final.

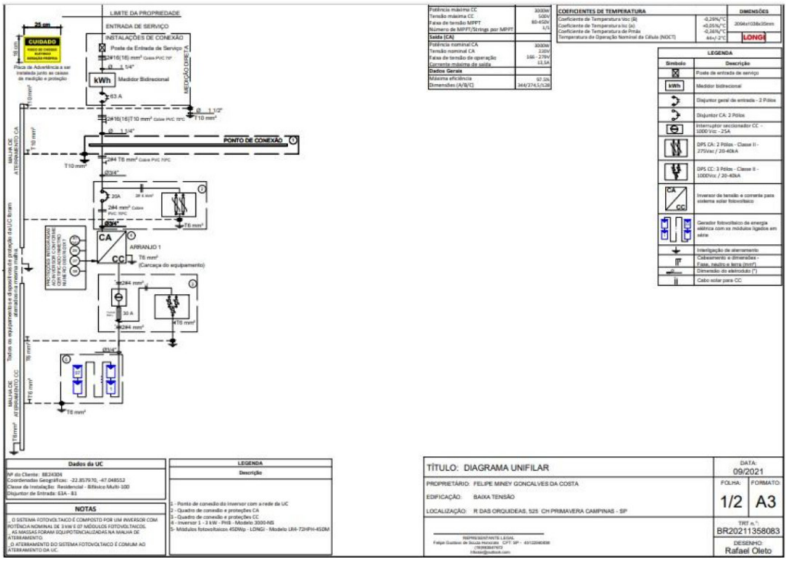
Caso seja fechado a venda com o cliente, é importante firmar um contrato que apresente a média da geração anual prevista para o sistema, especificando uma tolerância de 10%. Esse documento é uma segurança tanto para o cliente, que pode questionar sobre um possível mal dimensionamento com base em seu consumo, quanto para a empresa, para que possa justificar um possível aumento de consumo do cliente após a instalação. Se o valor da média gerada no período de um ano estiver 10% acima ou abaixo do valor apresentado no contrato, considera-se que o contrato se encontra cumprido pela empresa.

CAPÍTULO 9
Diagrama unifilar e planta situação

Antes da submissão do projeto de energia elétrica da localidade é importante verificar os regulamentos e as exigências da concessionária. Os diagramas e plantas detalhados neste livro referem-se às normas específicas da concessionária CPFL e outras concessionárias podem solicitar diagramas e plantas com outros detalhamentos.

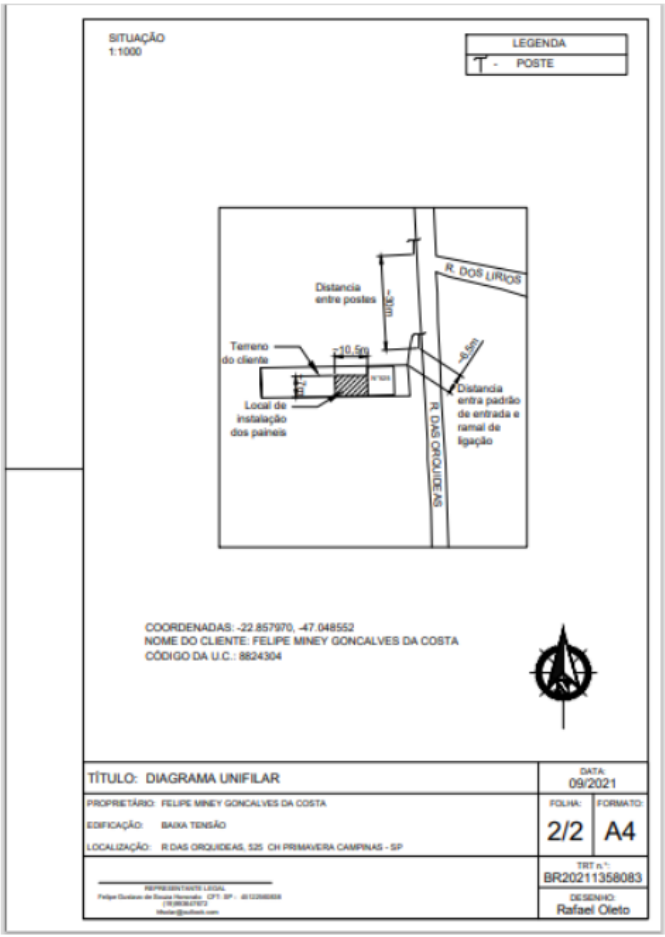
Para enviar o projeto para a CPFL é necessário, após a etapa de dimensionamento, a assinatura do contrato com o cliente e o alinhamento sobre a aquisição dos equipamentos, iniciar o projeto elétrico e a elaboração da planta situação (Figuras 27 e 28). O diagrama unifilar deve seguir uma estrutura especifica, demonstrando a rede onde ele está conectado, o padrão de entrada do cliente, o aterramento do equipamento, os disjuntores de proteção, informações do INMETRO, detalhes sobre o inversor e os equipamentos de proteção, além de legenda de todas as simbologias. Já a planta situação deve conter informação da área do terreno do cliente, indicar o local dos módulos, as ruas próximas e a distância do padrão ao poste da concessionaria e entre os postes da concessionaria.

Figura 27. Exemplo de diagrama unifilar.



Fonte: Os autores.

Figura 28. Exemplo de planta situação.



Fonte: Os autores.

Em todo o projeto, para desenho do diagrama e planta situação, foi utilizado o AutoCAD, mas pode ser utilizado outro software, contanto que o documento enviado para concessionaria seja em formato .dwg. É interessante que se sigam as simbologias indicadas neste material instrucional (Figura 29), e no caso de ausência de alguma é de extrema importância que seja pesquisada uma simbologia que esteja sendo utilizada e seja reconhecida pelas concessionárias, além de indicar sempre nas legendas de forma a orientar os analistas que vão conferir o projeto, evitando reprovas ou atrasos na homologação.

Figura 29. Simbologia dos elementos presentes no diagrama unifilar

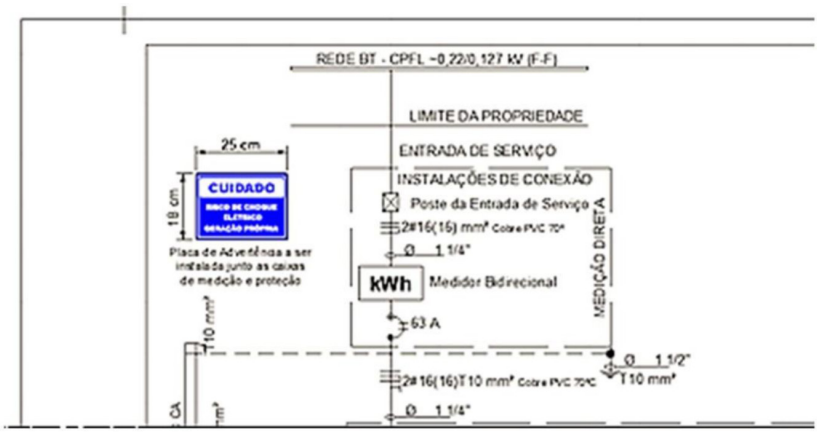
LEGENDA	
Simbolo	Descrição
	Poste de entrada de serviço
kWh	Medidor bidirecional
	Disjuntor geral de entrada - 2 Pólos
	Disjuntor CA: 2 Pólos
	Interruptor seccionador CC - 1000 Vcc - 25A
	DPS CA: 2 Pólos - Classe II - 275Vac / 20-40kA
	DPS CC: 3 Pólos - Classe II - 1000Vcc / 20-40kA
CA CC	Inversor de tensão e corrente para sistema solar fotovoltaico
xx	Gerador fotovoltaico de energia elétrica com xx módulos ligados em série
	Interligação de aterramento
	Cabeamento e dimensões - Fase, neutro e terra (mm²)
	Dimensão do eletroduto (")
	Cabo solar para CC

Fonte: Os autores.

Diagrama unifilar

O diagrama unifilar deve seguir uma estrutura específica, como citado anteriormente. Inicialmente é necessário criar uma template no formato de uma folha A3, inserindo uma barra, na parte superior, representando a rede da concessionaria de energia e informando a tensão de fornecimento do cliente, em kV. Como se trata de um cliente de baixa tensão 127/220V, no exemplo da Figura 30 está indicada, na barra, a tensão de 0,220/0,127 kV. Abaixo, dentro de um retângulo, indica-se todos os componentes presentes no padrão de entrada do cliente: o poste padrão, os cabeamentos, eletrodutos e medidor, apresentando, ao lado desse retângulo, a placa de advertência com as dimensões padronizadas pela concessionaria de energia, conforme se vê na Figura 30.

Figura 30. Elementos iniciais do diagrama unifilar



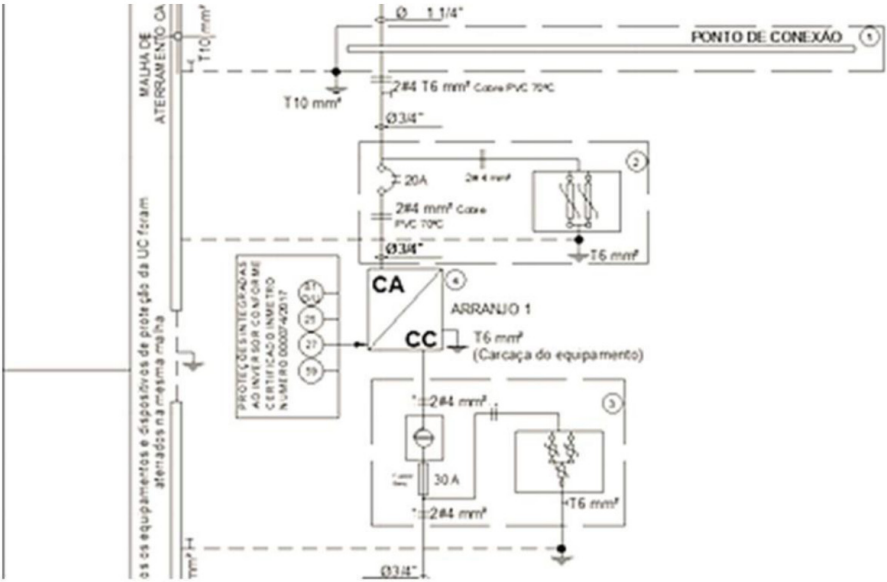
Fonte: Os autores.

No diagrama são indicamos os cabeamentos das fases e os eletrodutos, e suas áreas de secção transversal devem seguir o que consta na norma da concessionaria CPFL, referente ao padrão de entrada do cliente. Um detalhe importante é que os cabeamentos são descritos com mm² e os eletrodutos são especificados no sistema inglês, como se observa na parte inferior da Figura 30.

Na sequência são apresentadas as proteções das *string boxes,* tanto da parte CA (AC) quanto da parte CC (DC), indicando: os disjuntores, os DPS, e se eles são monofásicos, bifásicos ou trifásicos; as secções dos cabeamentos e o diâmetro dos eletrodutos de acordo com a norma NBR5410, e respeitando os cálculos de queda de tensão; o desenho representativo do inversor, indicando em sua lateral o seu

código do INMETRO que podemos encontrar em seu datasheet (Figura 31).
Na *string box* de proteção CC do exemplo (Figura 31) foi utilizado uma chave secionadora para proteção contra sobrecarga de correntes e caso seja necessária alguma manutenção, mas é importante verificar no *datasheet* se o inversor possui proteção interna, pois dessa forma pode ser desnecessário a inserção de uma proteção continua. Os cabos de corrente contínua devem ser representados com suas áreas de secção transversal e os cabos de aterramento também devem ser indicados (norma ABNT NBR 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura — Requisitos de desempenho). Os aterramentos devem ser interligados em uma única malha; ao BEP (Barramento Equipotencial). Na prática pode ser o próprio aterramento da residência.

Figura 31. Elementos intermediários do diagrama unifilar



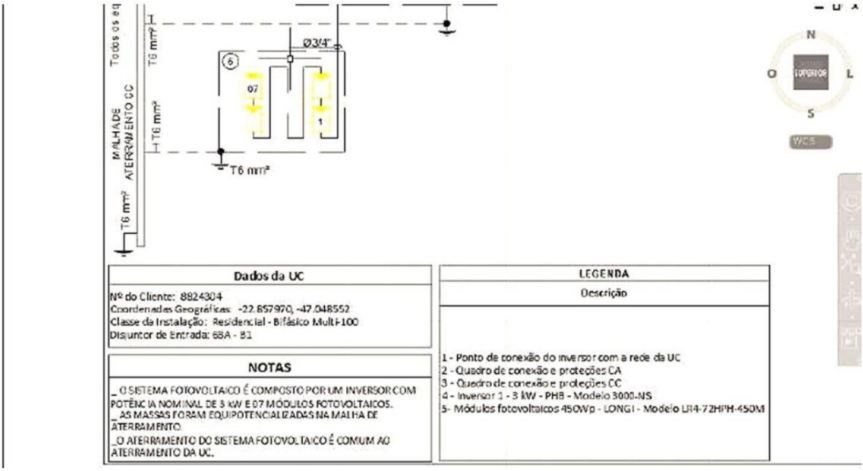
Fonte: Os autores.

Os módulos são representados da forma serão conectados, ou seja, em série, conforme mostra a Figura 32. Dependendo da quantidade de módulos basta alterar o valor informado na associação na representação do diagrama, indicando também o aterramento; esse aterramento é feito na própria estrutura dos módulos. Caso exista mais de um PV no inversor que será utilizado no sistema, basta inserir outra associação ao lado da primeira, utilizado outra proteção de corrente

contínua, mas é mais simples acoplar ou dimensionar a proteção em outra *stringbox*, representando os cabeamentos de cada associação. Se desejar, é possível indicar as orientações de cada modulo, mas isso não é obrigatório.

Além dos elementos do circuito é necessário apresentar algumas informações adicionais, como os dados básicos da unidade consumidora, as coordenadas geográficas do local do projeto, o código da conta de energia e o disjuntor geral do padrão de entrada. Nas notas, deve ser explicado de forma sucinta a potência dos inversores, a quantidade de módulos e onde os aterramentos serão conectados, sendo aconselhável indicar que a malha de aterramento é interligada segundo norma. Estes dados constam da parte inferior da Figura 32.

Figura 32. Elementos finais do diagrama unifilar



Fonte: Os autores.

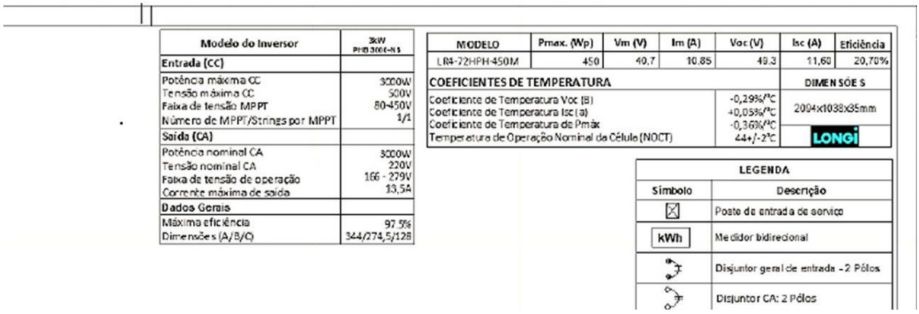
Como se pode observar nas Figura 30 a 32, o desenho está dividido em alguns blocos tracejados, numerados de 1 a 5. O conteúdo de cada bloco é apresentado na legenda, como mostra a Figura 57: 1) Ponto de conexão do inversor; 2) Quadro de proteção CA; 3) Quadro CC; 4) Inversor, indicando modelo, potência e quantidade; e 5) Módulos, indicando os mesmos requisitos do inversor.

No canto superior direito do projeto são inseridas algumas especificações técnicas dos inversores, dentre elas sua potência máxima, tensão máxima, faixa de tensão máxima e mínima da MPPT, quantidade de entradas por MPPT e quantidade proteções por MPPT, e essas informações são referentes a parte CC do inversor. Referente a parte CA é necessário inserir a potência nominal, tensão de operação do inversor, faixa de tensão de operação (essa tensão mostra a faixa de distúrbio que o inversor consegue trabalhar diferente da nominal,

sem que o inversor apresente problemas) e a corrente máxima de saída. Além dessas informações, devem ser incluídas três características gerais do inversor: seu dimensionamento real (seu tamanho físico), sua eficiência máxima (como já discutido o inversor não é um equipamento perfeito, ele apresenta perdas por vários fatores, como temperatura e o próprio processo interno de conversão e chaveamento) e o modelo.

Todas essas informações estão contidas dentro do datasheet e no manual do inversor, especificadas pelo fabricante, bastando copiá-las, como mostra a Figura 33.

Figura 33. Especificações técnicas do inversor e módulos no diagrama unifilar



Modelo do Inversor	3kW PHS3000-NS
Entrada (CC)	
Potência máxima CC	3000W
Tensão máxima CC	500V
Faixa de tensão MPPT	80-450V
Número de MPPT/Strings por MPPT	1/1
Saída (CA)	
Potência nominal CA	3000W
Tensão nominal CA	220V
Faixa de tensão de operação	166 - 279V
Corrente máxima de saída	13,5A
Dados Gerais	
Máxima eficiência	97,5%
Dimensões (A/B/C)	344/274,5/128

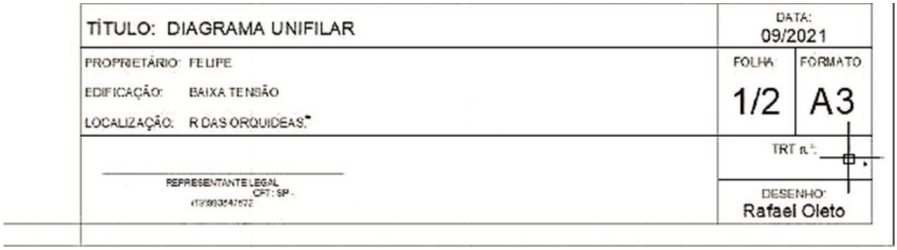
MODELO	Pmax. (Wp)	Vm (V)	Im (A)	Voc (V)	Isc (A)	Eficiência
LR4-72HPH-450M	450	40,7	10,85	49,3	11,60	20,70%
COEFICIENTES DE TEMPERATURA					**DIMENSÕES**	
Coeficiente de Temperatura Voc (B)				-0,29%/°C	2094x1038x35mm	
Coeficiente de Temperatura Isc (a)				+0,03%/°C		
Coeficiente de Temperatura de Pmáx				-0,36%/°C		
Temperatura de Operação Nominal da Célula (NOCT)				44+/-2°C		

LEGENDA	
Símbolo	Descrição
	Poste de entrada de serviço
kWh	Medidor bidirecional
	Disjuntor geral de entrada - 2 Pólos
	Disjuntor CA: 2 Pólos

Fonte: Os autores.

É necessário, ainda, incluir informações técnicas dos módulos utilizados: potência máxima de conversão (Wp), tensão média (Vt), corrente de operação (Im), tensão de circuito aberto (VOC), corrente de curto-circuito (ISC), eficiência, tamanho físico, coeficientes de temperatura. A inclusão do logotipo da marca dos módulos é opcional, mas acaba sendo bem-visto pelos analistas da concessionaria. Exemplo dessas informações também constam da Figura 33.

Figura 59. Identificação da unidade consumidora no diagrama unifilar



TÍTULO: DIAGRAMA UNIFILAR	DATA: 09/2021
PROPRIETÁRIO: FELIPE	FOLHA: 1/2 / FORMATO: A3
EDIFICAÇÃO: BAIXA TENSÃO	
LOCALIZAÇÃO: R DAS ORQUIDEAS,	
REPRESENTANTE LEGAL CRT: SP -	TRT n.º:
	DESENHO: Rafael Oleto

Fonte: Os autores.

Para finalizar o diagrama unifilar, basta deixar indicado nome do cliente, o responsável pelo desenho e o reemposável técnico, o número de telefone e *e-mail* para contato com a empresa responsável pelo projeto, o endereço do projeto, segundo a conta de energia, e a informação que o projeto é de baixa ou média tensão, conforme ilustrado na Figura 34.

Planta situação

A planta situação deve apresentar a área do terreno e mostrar o local onde o sistema fotovoltaico será instalado, com suas devidas áreas, além de indicar as distâncias do cabo do padrão de entrada ao ramal de ligação. Deve conter, ainda as coordenadas de localização do projeto, no local onde serão instalados os módulos. Um detalhe para o qual se deve ficar atento, é com relação a orientação da imagem: ela deve estar com o norte apontando para cima. As informações para a planta situação podem ser obtidas, por exemplo, no *Google Maps* (Figura 35).

Figura 35. Vista superior do local de instalação do sistema – *Google Maps*

Fonte: Os autores.

Inicia-se deixando a escala do Google Gaps em 10m, como indicado na figura 60. Essa mesma imagem é, então, inserida no software AutoCAD, com a mesma escala, em um tamplate representando uma folha A4. Na parte superior

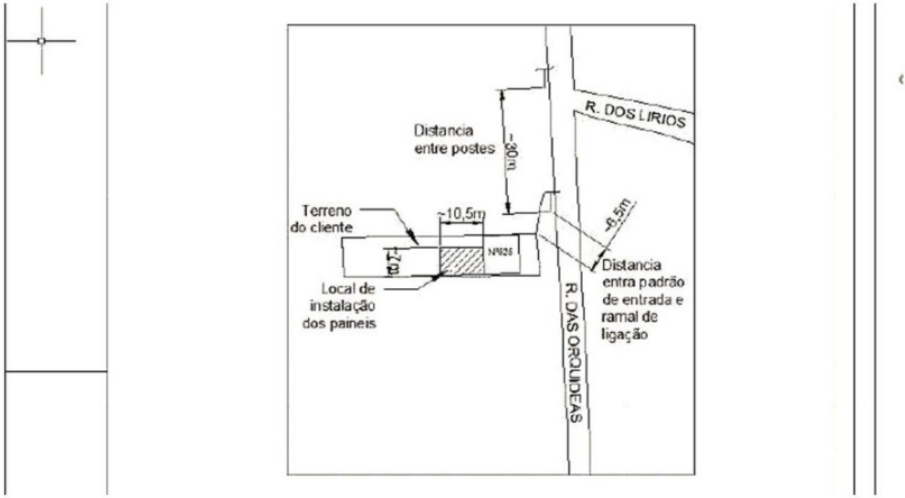
insere-se a escala da imagem, 1:1000, e legenda representado o poste da distribuidora de energia, como mostra a Figura 36.

Figura 36. Parte superior da planta situação

Fonte: Os autores.

Como a imagem do google foi inserida em escala no template, com as linhas do software é possível desenhar por cima das ruas (indicando em texto os nomes) e da propriedade do cliente, conforme ilustrado na Figura 37. Também com o auxílio da imagem inserida, e usando recursos do software AutoCAD, é possível medir as dimensões do terreno do cliente e as distâncias do ramal de ligação do cliente e entre os postes da concessionaria (na CPFL essa distância é padrão, de aproximadamente 30m). indicando esses valores na planta, conforme mostra a Figura 37. É necessário indicar, ainda, o local específico de instalação dos módulos, com sua respectiva área; para isso basta calcular a área ocupada pelos módulos fotovoltaicos.

Figura 37. Detalhes da planta situação



Fonte: Os autores.

Para finalizar a planta situação basta deixar indicado, com uma rosa dos ventos, a orientação do desenho para o norte, informar as coordenadas, nome do cliente, o número da unidade consumidora, o responsável pelo desenho e o responsável técnico, número de telefone e e-mail para contato com a empresa responsável pelo projeto, endereço do projeto, segundo a conta de energia, e a informação que o projeto é de baixa ou média tensão, conforme detalhado na Figura 38.

Figura 38. Parte inferior da planta situação

Fonte: Os autores.

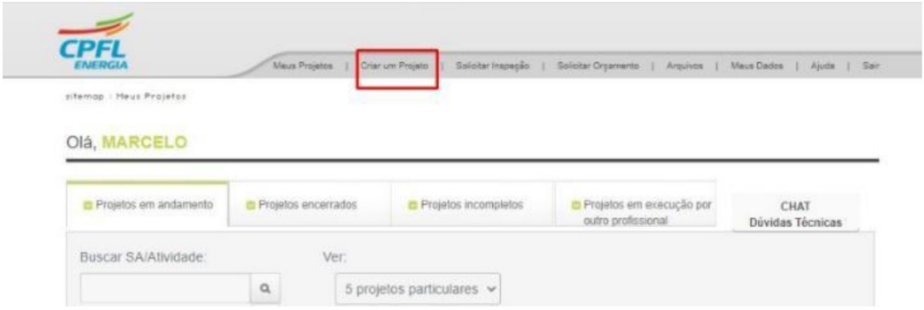
CAPÍTULO 10

Envio do projeto para concessionária de energia elétrica

Terminado o projeto elétrico e com base em todas as informações levantadas até o momento, o próximo passo é dar entrada com o pedido de solicitação de acesso na concessionaria de energia elétrica, para que a concessionaria dê a permissão para instalar o sistema no local – parecer de acesso, sendo esse parecer necessário para que possa ser solicitada a vistoria e a troca do medidor (como já mencionado anteriormente, neste trabalho não será abordado o processo de solicitação de vistoria, nem a instalação). Neste tópico, portanto, será discutido como fazer o envio do projeto para a CPFL e quais solicitações são feitas por essa concessionaria.

Para fazer o envio é necessário entrar no site de projetos particulares da concessionaria (https://projetosparticulares.cpfl.com.br/). Caso não possua um login e senha, basta criar um, e dentro da plataforma existem todas as orientações para isto. Após realizar o acesso, deve ser selecionada a opção de criação de projeto, na aba indicada na Figura 39.

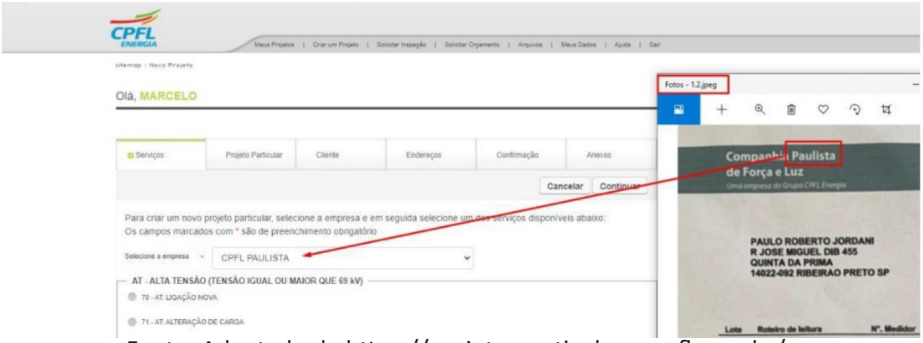
Figura 39. Site para submissão de projetos à CPFL



Fonte: Adaptado de https://projetosparticulares.cpfl.com.br/.

Na janela de criação de projeto são solicitadas algumas informações A seleção da empresa, no campo destacado na Figura 40, deve ser feita a partir da informação que consta da conta de energia elétrica, com as opções Paulista ou Santa Cruz.

Figura 40. Janela de criação de projeto – site CPFL



Fonte: Adaptado de https://projetosparticulares.cpfl.com.br/.

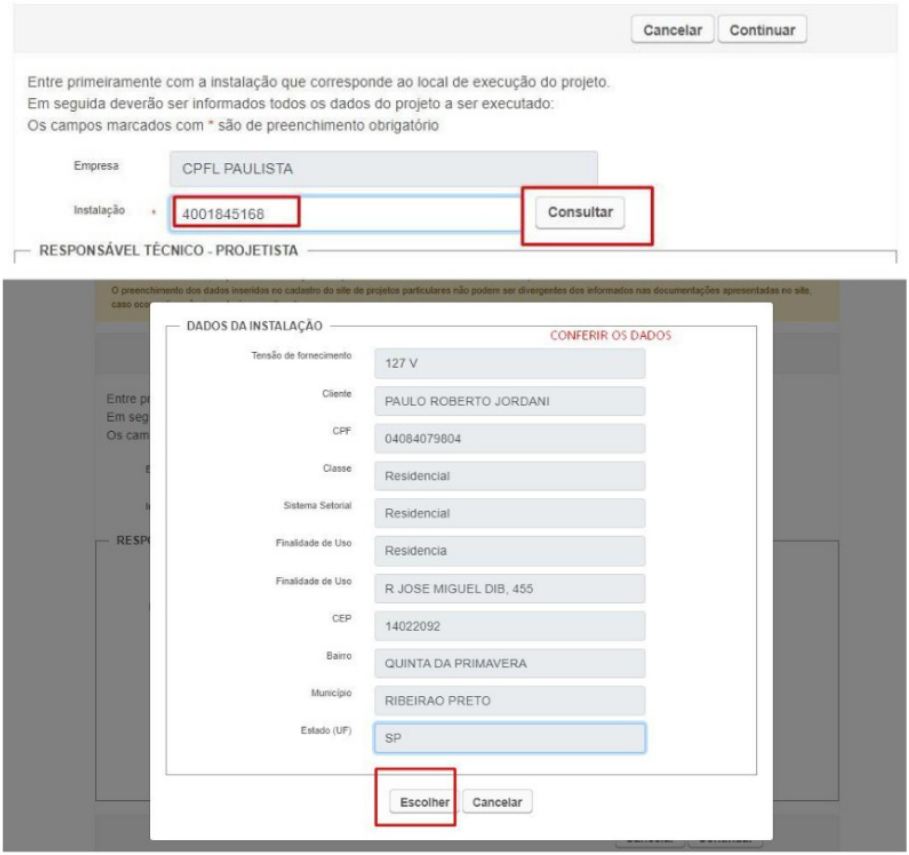
O código da unidade consumidora, que também consta da conta de energia elétrica, deve ser adicionado, para que possa ser indicada a intenção de submeter um projeto de geração distribuída (GD), como mostra a Figura 41.

Figura 41. Janela de criação de projeto – site CPFL

Fonte: Adaptado de https://projetosparticulares.cpfl.com.br/.

Após inserir essas informações é importante verificar se os dados que constam no cadastro da concessionaria são os mesmos dos documentos do projeto, conforme documentações coletadas na visita técnica (Figura 42).

Figura 42. Consulta de dados da unidade consumidora – site CPFL



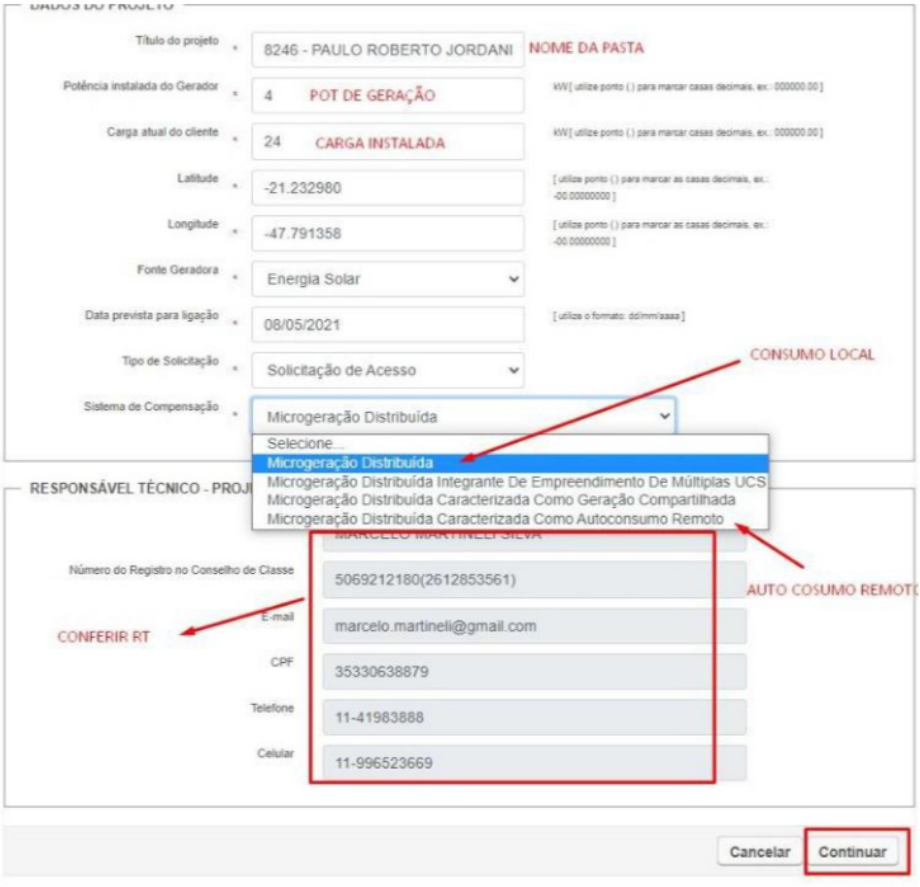
Fonte: Adaptado de https://projetosparticulares.cpfl.com.br/.

Em seguida devem ser inseridas algumas informações sobre o projeto. Uma das informações é o nome que se deseja para o projeto; recomenda-se que, a título de organização, os projetos sejam numerados e incluam o nome do cliente, e que a pasta onde todos os documentos e imagens do projeto estejam armazenas possua o mesmo nome. Outra informação é sobre a potência referente à corrente alternada do projeto, que será a soma da potência de saída dos inversores utilizados. Inserir, também, o valor da carga; esta informação pode ser obtida na tabela da norma da CPFL de distribuição secundaria, inserindo o valor que corresponde à faixa do disjuntor, ou entrando em contato com o pronto atendimento, informando os dados da conta de energia ao atendente. Para finalizar esta janela, devem ser adicionadas as coordenadas do local onde serão instalados os módulos fotovoltaicos e selecionada a opção “Microgera-

ção distribuída", caso essa unidade for a geradora, ou "Microgeração distribuída caracterizada como autoconsumo remoto", caso tenha compensação de créditos (Figura 43).

Em seguida é necessário fornecer algumas informações sobre o responsável técnico conforme ilustrado na Figura 43. Esta é uma etapa que também exige atenção, pois caso o titular do projeto não seja o mesmo que conste no pedido de microgeração será necessária uma troca de titularidade, sendo assim, um projeto deve seguir sempre em um mesmo nome e CPF ou CNPJ.

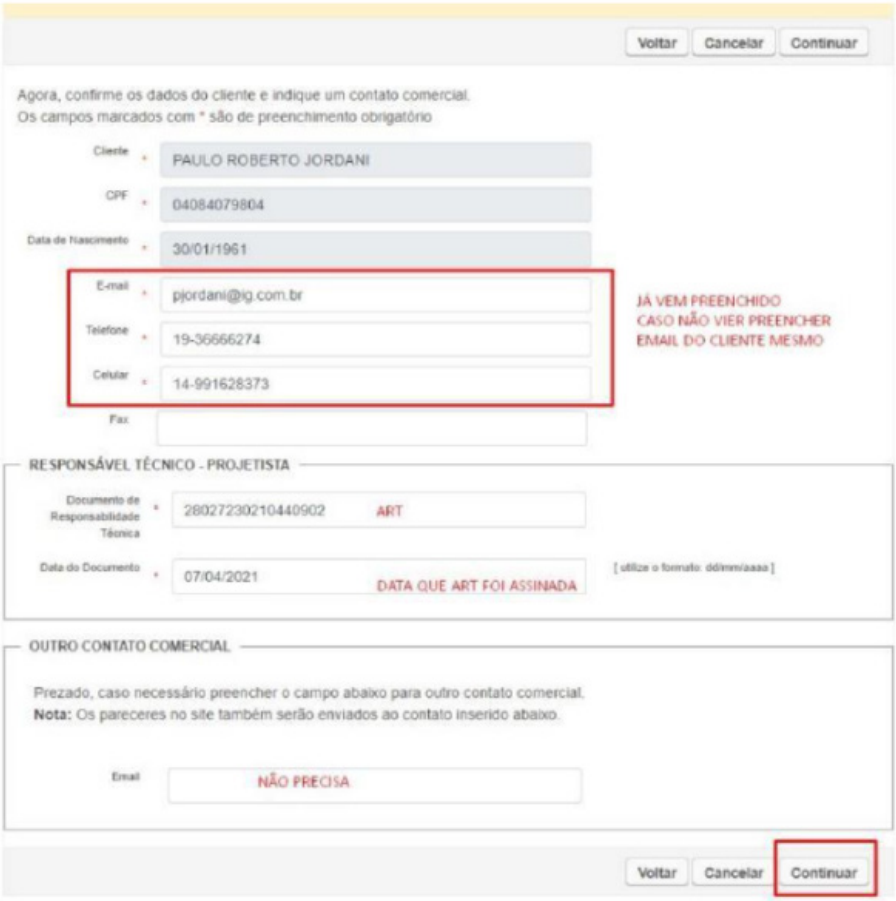
Figura 43. Dados do projeto – site CPFL



Fonte: Adaptado de https://projetosparticulares.cpfl.com.br/.

Continuando o preenchimento é necessário fornecer algumas informações do cliente desse projeto e a sua data de confecção, conforme mostra a Figura 44.

Figura 44. Dados do cliente – site CPFL



Fonte: Adaptado de https://projetosparticulares.cpfl.com.br/.

O preenchimento do local da geração e o que consta na conta de energia do cliente em alguns momentos podem não coincidir, por isso é necessário responder o questionamento que está na parte inferior da Figura 45, para que fique claro caso seja uma compensação ou quando é uma situação que o local é o mesmo, porém o nome do endereço cadastrado está distinto do real.

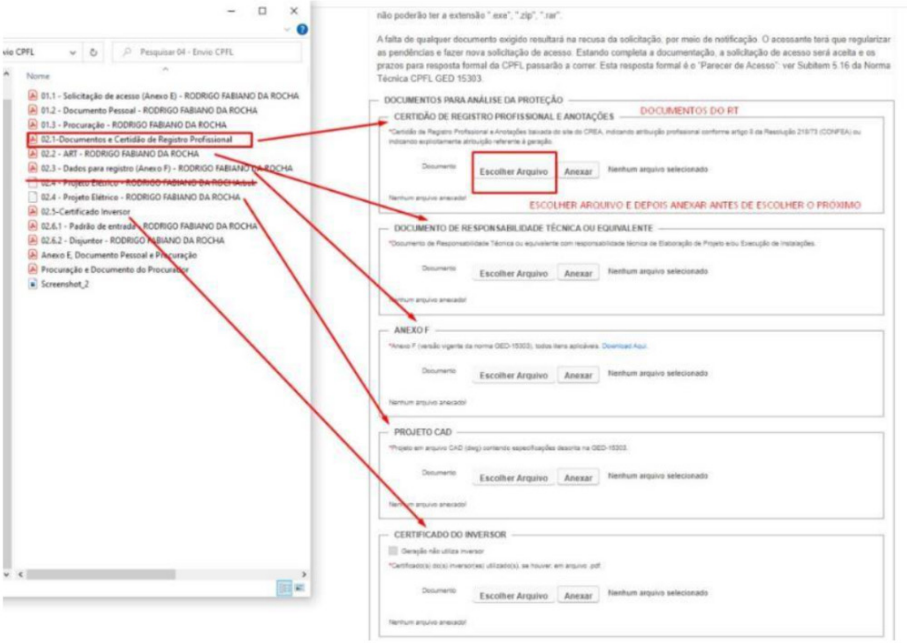
Figura 45. Dados do local de geração – site CPFL

Fonte: Adaptado de https://projetosparticulares.cpfl.com.br/.

No momento de finalizar o preenchimento é possível verificar todos os dados antes de enviar o projeto elétrico, inserindo os documentos e imagens conforme passo a passo mostrado no "Guia de acesso ao sistema de micro e minigeração no gurpo CPFL" (disponível em https://servicosonline.cpfl.com.br/agencia-webapp/assets/files/guia-pratico- geracao-distribuicao/Cartilha_Geracao_Distr.pdf).

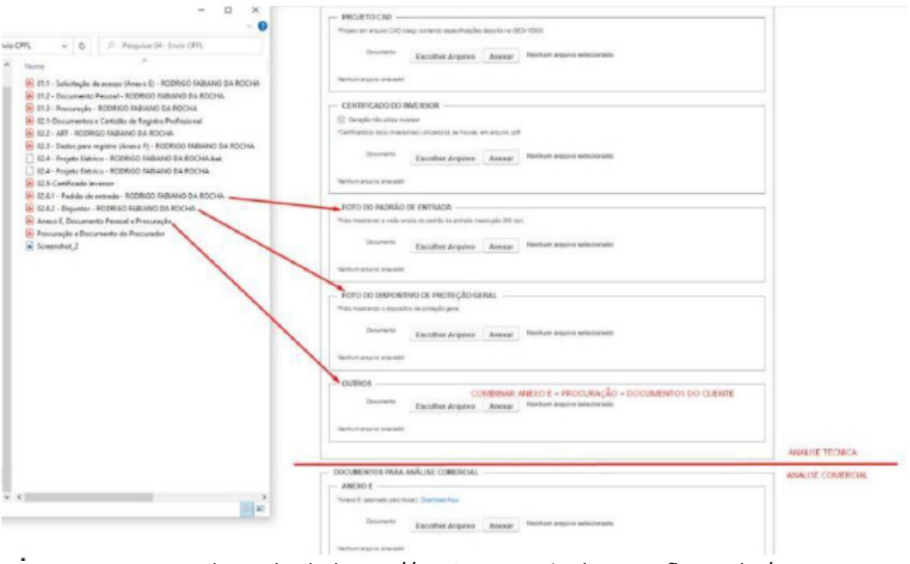
As requisições são solicitas em formato PDF, sendo que apenas o projeto elétrico deve ser enviado em DWG, que é o formado dos projetos feitos em AutoCAD ou qualquer outro software de desenho técnico. Os documentos devem ser organizados, e carregados no site de projetos particulares da concessionaria, indicado nas Figura 46 a 48.

Figura 46. Carregamento da documentação no site da CPFL – Parte 1.



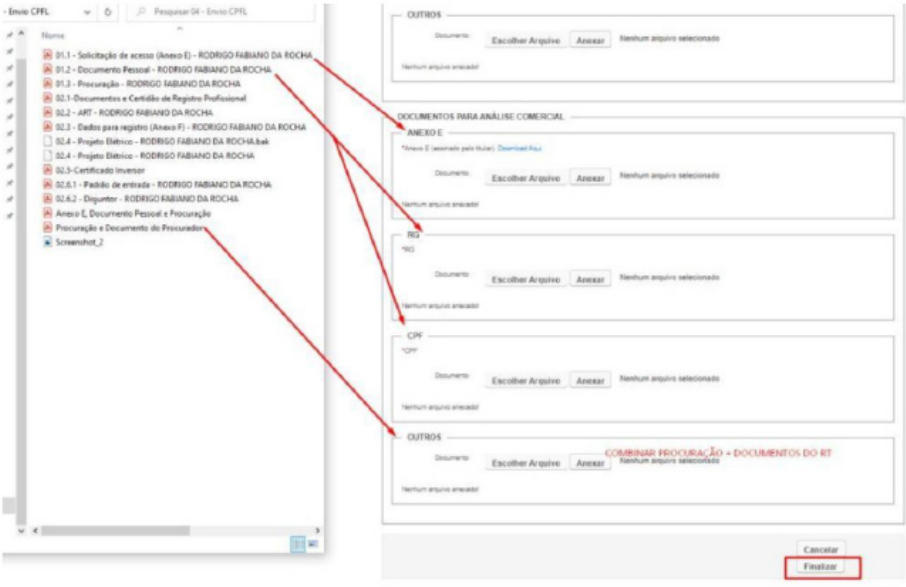
Fonte: Adaptado de https://projetosparticulares.cpfl.com.br/.

Figura 47. Carregamento da documentação no site da CPFL – Parte 2



Fonte: Adaptado de https://projetosparticulares.cpfl.com.br/.

Figura 48. Carregamento da documentação no site da CPFL – Parte 3



Fonte: Adaptado de https://projetosparticulares.cpfl.com.br/.

O projeto será analisado pela concessionária e se for verificada alguma pendência será informada por e-mail, apontando as ressalvas e os pontos que precisam ser corrigidos. Os prazos de análise e das demais etapas do processo de aprovação do pedido de microgeração de energia estão apresentados na Figura 49. Caso não sejam respeitados os prazos, é possível entrar em contato com a CPFL, com o protocolo da solicitação, para que forneçam um posicionamento sobre o atraso. Caso o problema com atrasos persista é possível recorrer ao órgão que rege as concessionarias no país, a ANEEL.

Figura 49. Prazos do processo de microgeração de energia junto à CPFL

ETAPAS PARA CONEXÃO DO SISTEMA					
Etapa	Fluxo	Responsável	Microgeração	Minigeração	OBSERVAÇÕES
			Prazos		
1	Emissão do Parecer de acesso (Sem Obra)	Distribuidora	15 dias	30 dias	Se houver necessidade de Obras na rede da distribuidora, antes de ser liberado o botão de solicitar inspeção, será encaminhado um Termo de Opção de Obra, no qual o cliente deve assinar com a opção de quem executará a obra, e somente após a conclusão da obra, o botão de "Solicitar Inspeção" será liberado no site de projetos particulares.
	Emissão do Parecer de acesso (Com Obra)		30 dias	60 dias	
2	Resolução de Pendência para emissão do parecer de acesso	Acessante	15 dias	15 dias	Contados a partir da notificação de pendências emitida pela Distribuidora
3	Solicitar Inspeção	Acessante	120 dias	120 dias	Até 120 dias após a emissão do parecer de acesso.
4	Realização da Inspeção	Distribuidora	7 dias	7 dias	A inspeção será realizada dentro de 7 dias após a solicitação da inspeção
5	Entrega do Relatório de Inspeção, se houver pendências.	Distribuidora	5 dias	5 dias	Entrega do relatório das pendências em até 5 dias, se houver, após a realização da inspeção.
6	Conexão do sistema	Distribuidora	7 dias	7 dias	Após aprovação da inspeção a conexão será realizada dentro de 7 dias.

Fonte: Adaptado de https://projetosparticulares.cpfl.com.br/.

A partir do momento que se obtém o parecer já é possível iniciar a instalação do sistema fotovoltaico. Como mencionado anteriormente, o processo de instalação não é o foco deste trabalho, e é interessante que seja executado por um técnico com experiência; esse custo também pode ser adicionado no orçamento do cliente, sendo especificado em contrato o técnico que ficará responsável pela instalação.

Com o sistema instalado, pode-se entrar com o pedido de vistoria do sistema, no site da concessionaria. A vistoria pode ocorrer em um prazo de 7 dias após o pedido e a concessionaria, após a vistoria, tem mais 7 dias para trocar o medidor, conforme indica a Figura 49; geralmente, no mesmo dia que é realizada a vistoria já efetivam a troca, mas é válido ter ciência de que eles não têm a obrigação de realizar o procedimento dessa forma. É imprescindível que o relacionamento e a tratativa com a concessionaria sejam profissionais, devido à importância dela para que o projeto tenha uma tramitação rápida e sem obstáculos. Conhecer bem os prazos e procedimentos pode auxiliar o acompanhamento do cliente em seus diretos, evitando desentendimentos com a concessionaria e deixando-o satisfeito com o trabalho desenvolvido.

Resumo para desenvolvimento de projetos fotovoltaicos

A fim de sintetizar o processo de desenvolvimento de um projeto, a Figura 50 apresenta um diagrama com a sequência das etapas, permitindo recapitular cada fase e revisar os procedimentos desenvolvidos.

Figura 50. Fluxograma das etapas de desenvolvimento.

Fonte: Autores.

REFERÊNCIAS

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

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 5419: Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas. Rio de Janeiro: ABNT, 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 16150: Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 16274: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho: ABNT, 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto. Rio de Janeiro: ABNT, 2019.

AYRES, R. U; AYRES, E. H. Cruzando a fronteira da energia: dos combustíveis fósseis para um futuro de energia limpa. São Paulo: Bookman, 2012.

CASTRO, R. M. G. Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à Energia Fotovoltaica. Lisboa: Instituto Superior Técnico, 2002. Disponível em: https://www.academia.edu/download/51519880/Introducao_a_Energia_Fotovoltaica.pdf Acesso em 06/04/2021.

GOUVEIA, Riama C. NANOFIOS DE GERMÂNIO: síntese, caracterização estrutural, propriedades elétricas e aplicações – Universidade Federal de São Carlos Centro de Ciências Exatas e de Tecnologia Departamento de Física São Carlos. São Carlos, 2016.

MASON, L. F. História da Ciência: as principais correntes do pensamento científico. São Paulo: Globo, 1964.

MATSUURA, Oscar T.; PICAZZIO, Enos. O Sol. In FRIAÇA, A.C.S; PINO, E.D; SODRÉ JR., L.; JATENCO-PEREIRA, V. Astronomia: uma visão geral do universo. São Paulo: Edusp, 2003.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Balanço Energético Nacional 2020: Relatório Síntese Ano Base 2019. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes. Acesso em 06/04/2021.

NASCIMENTO, C. A. do. Princípio de Funcionamento da Célula Fotovoltaica. Monografia (Pós-Graduação em Fontes alternativas de energia) – Departamento de Engenharia, Universidade Federal de Lavras. Lavras, 2004.

NATT, Elisângela Domingues Michelatto; CARRIERI, Alexandre de Pádua. Energia Hidrelétrica: A retórica da energia limpa. In SARAIVA, Luiz Alex Silva; RAMPAZO, Adriana Vinholi (orgs.) Energia, Organizações e Sociedade. Recife: Fundação Joaquim Nabuco, Massangana, 2017.

NETO, M. Mollo., ZANETTI, W. ., & PIAZENTIN, J.. Ensaio para obtenção das características elétricas de uma célula fotovoltaica para aplicação em um rastreador solar. Enciclopédia Biosfera, v. 14, n. 25, 2017. Disponível em: https://conhecer.org.br/ojs/index.php/biosfera/article/view/983

PEREIRA, et. al. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos, INPE, 2006.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. (Orgs) Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: GTES, 2014.

PRESTES, Sergio. DPS Dispositivo de proteção contra surto de tensão. Produtos de Baixa Tesnão. Disponível em: https://library.e.abb.com/public/18f13a-4586db468ea859899 cb08d66d2/Artigo_Sergio.pdf. Acesso em: 17/11/2021.

REZENDE, Sergio M. Materiais e dispositivos eletrônicos. 2.ed. São Paulo: Livraria da Física, 2004.

RIBEIRO JÚNIOR, Sebastião. Aula 15 - Divisão da Instalação e Dimensionamento da Proteção – UFPR - Universidade Federal do Paraná, 2020. Disponível em: http://www.eletrica.ufpr.br/sebastiao/wa_files/te039%20aula%2015%20-%20divisao%20da%20instalacao%20proecao.pdf. Acesso em: 06/10/2021

ROCHA, J. C.; ROSA, A. H.; CARDODO, A. A. Introdução à Química Ambiental. 2,ed, Porto Alegre: Bookman, 2009.

SCHERER, L. A. Fonte Alternativa de Energia: Energia Solar In. XX Seminário Institucional de Ensino Pesquisa e Extensão, 2015, Cruz Alta. Anais. Cruz Alta, 2015.

SOUZA, J. V. Energias renováveis como estratégia na redução de custos industriais: um estudo em uma indústria frigorífica no oeste paranaense. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Produção) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016. Disponível em: http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/14556/3/ energiasrenovaveisreducaocustos.pdf . Acesso em 06/04/2021.

TRENBERTH, K. E.; FASULLO, J. T., KIEHL, J. Earth's global energy budget. Bulletin of The American Meteorological Society. Março de 2009. Disponivel em: http://www.egd.ucar.edu/cas/Trenberth/trenberth.papers/TFK_bams09.pdf2. Acesso em 08/04/2021.

VILLALVA, M. G. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações, Sistemas Isolados e Conectados à Rede. 2 ed. rev. e atual. São Paulo: Érica, 2015.

EDITORA
IFSP