

2º EDIÇÃO

PROJETISTA SOLAR



Instituto Solar

O Instituto Solar tem como missão de levar energia solar para todas as cidades do Brasil sem que seja necessário subir um telhado sequer.

Trabalhamos para difundir e popularizar a energia solar para compradores, profissionais técnicos e empreendedores por meio de conteúdo de alta qualidade.

Desde 2018 ajudamos pessoas de diversas áreas a entrarem no setor de energia solar e conquistarem a tão sonhada liberdade profissional. Algumas dessas pessoas passaram por processo de formação e hoje trabalham para integradores espalhados por todo o país. Outros, um pouco mais ousados, abriram seu próprio negócio e gerenciam suas empresas, gerando empregos e nos ajudando a difundir a ideia Brasil afora.

Não somos integradores ou distribuidores, mas, sim, geradores e promotores de informação técnica e comercial totalmente independente. Nosso time se mantém sempre atualizado sobre o mercado de energia solar e busca transmitir somente o que realmente importa. Além disso, estamos próximos dos principais integradores e distribuidores do Brasil, tendo acesso aos conteúdos direto da fonte.

Nosso grande propósito é democratizar a Energia Solar no Brasil, para que você, profissional ou não da área, também possa atuar nesse mercado de Energia Fotovoltaica, ainda que com poucos recursos.

O Instituto Solar está aqui para te ajudar nesse processo.

Para nos acompanhar de perto, visite nosso portal e nossas redes sociais:

 [@institutosolaroficial](https://www.facebook.com/@institutosolaroficial)

 [Instituto Solar](https://www.institutosolar.com.br)

 [@institutosolar](https://www.instagram.com/@institutosolar)

 [Instituto Solar](https://www.linkedin.com/company/instituto-solar)

 [Instituto Solar](https://www.youtube.com/InstitutoSolar)

Todas as dicas e informações compartilhadas neste material são resultados de estudos literários, conversas e pesquisas com integradores e profissionais do setor de energia solar.

Demos nosso melhor para garantir precisão e a mais alta qualidade das informações veiculadas neste guia, de forma que todas as técnicas e métodos aqui ensinados sejam altamente efetivos para qualquer pessoa disposta a aprender e empregar o esforço necessário para aplicá-los conforme instruídos.

As tarefas sugeridas neste material não possuem comprovação científica, por isso não nos responsabilizamos por erros ou omissões. No entanto, foram testadas empiricamente por profissionais do setor e cada um deles fez os devidos ajustes de acordo com a realidade de sua empresa. Sua situação particular pode não se adequar perfeitamente aos métodos e técnicas ensinados neste guia, portanto, você deverá utilizar este material de estudo como base e ajustar as informações de acordo com sua necessidade específica. Por essa razão, os resultados podem variar de pessoa para pessoa.

Sucesso,
Pedro Vasconcelos
Fundador do Instituto Solar



Conteúdo

1. A BASE DO SEU PROJETO	7
1.1 Conceitos Básicos	7
1.1.1 Luz do Sol	7
1.1.2 Efeito Fotovoltaico	9
1.1.3 Movimentos da Terra	11
1.1.4 Angulos Incidentes	13
1.1.5 Composições tarifárias	16
1.2 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos.....	20
1.2.1 Sistemas Off-Grid.....	21
1.2.2 Sistemas On-grid	22
1.2.3 Sistemas Híbridos.....	23
1.3 Componentes do Sistema	24
1.3.1 Módulo Fotovoltaico	25
1.3.2 Inversor	40
1.3.3 Equipamentos de Proteção	45
1.3.4 Sistemas de Aterramento.....	51
1.3.5 Conectores e cabos	52
1.3.6 String Box.....	56
1.4 Resolução Normativa 482/2012.....	58
2. LEVANTAMENTO DAS CARACTERISTICAS DO LOCAL DA INSTALAÇÃO	64
2.1 Documentação da Vistoria	65
2.2 Informações gerais (sombreamento, ângulo, direção)	69
2.3 Estrutural e Mecânica	72
2.4 Informações Elétricas	73

3. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE	76
3.1 Levantamento do consumo.....	77
3.2 Encontrando a localização	78
3.3 Determinando a irradiação	80
3.4 Descobrimo a potência de pico	84
3.5 Coeficiente de temperatura	88
3.6 Perdas.....	93
3.7 Cálculo do módulo e inversor	94
3.7.1 Quantidade de módulos	94
3.7.2 Escolha do inversor.....	96
3.7.3 Corrente elétrica da string	97
3.7.4 Tensão da string.....	98
3.7.5 Tensão mínima e máxima do inversor	99
3.7.6 Quantidade máxima de módulos.....	101
3.7.7 String em paralelo.....	102
3.7.8 Energia Elétrica gerada	103
3.7.9 Energia Elétrica gerada - simuladores comerciais	104
3.8 Dimensionamento de proteção	106
3.8.1 Proteção de cabeamento.....	106
3.8.2 Dimensionamento do fusível	114
3.8.3 Diodos das strings.....	116
3.8.4 Dispositivo de proteção contra surtos	117
3.8.5 Disjuntor CA	119
3.8.6 Prática do Dimensionamento.....	120
3.8.7 Exercício de dimensionamento	121
3.8.8 Exemplo Resolvido	122

4. SOLICITAÇÃO DE ACESSO À REDE DA CONCESSIONÁRIA.....	135
4.1 Solicitação de Acesso.....	136
4.2 Parecer de Acesso	137



A BASE DO SEU PROJETO

1. A BASE DO SEU PROJETO

1.1 Conceitos Básicos

A geração de energia elétrica através da Energia Solar Fotovoltaica começou a ser regulamentada no Brasil a partir da Resolução Normativa - REN 482/2012 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) que estabeleceu as condições para o acesso à micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Devido às mudanças regulatórias que ocorreram ao longo dos anos no mercado de geração de energia, foi necessário realizar alterações na REN 482/2012. Atualmente, a microgeração e minigeração distribuída são definidas segundo a potência instalada:

- **Microgeração distribuída:** central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW;
- **Minigeração distribuída:** central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW;

Além dessas características definidas pela REN 482/2012, quando falamos em usar energia solar é preciso lembrar alguns conceitos que são base para começar a projetar.

1.1.1 Luz do Sol

O primeiro detalhe que pode parecer meio óbvio, é que a energia solar é proveniente da luz do sol. Analisar as particularidades dessa luz é extremamente importante para se entender o processo de geração de energia a partir dela.

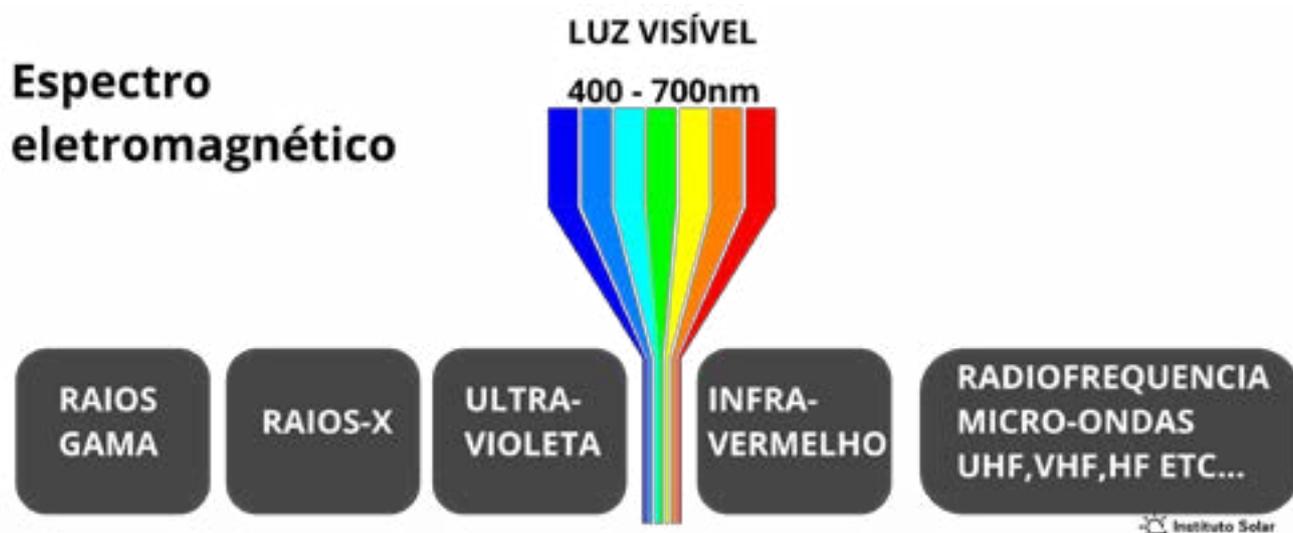
O Sol é uma fonte primária para diversas energias, incluindo a fotovoltaica. A Luz, por sua vez, segundo o Princípio da Dualidade, pode ser duas coisas ao mesmo tempo: onda e partículas (fótons), e são justamente essas pequenas partículas, como veremos mais adiante, a base para a produção de energia em sistemas fotovoltaicos.

Outros conceitos básicos relacionados à área solar e que impactam na construção de um projeto fotovoltaico são: Radiação Solar, Irradiância e Irradiação.

A Radiação Solar é um fluxo de energia liberado pelo Sol e transmitido sob a forma de ondas eletromagnéticas, que possui frequências e comprimentos de ondas diferentes.

Parte das ondas é emitida em forma de luz visível, ou seja, pode ser captada pelo olho humano. A outra parte, que não é visível, é transmitida como raios infravermelhos e ultravioletas e pode ser sentida de outra maneira.

É possível analisar as frequências que as ondas emitidas possuem e se elas podem ser visualizadas por nós, através do espectro eletromagnético, conforme apresentado na figura abaixo.



A Irradiância é uma grandeza usada para fins de quantificação da radiação solar tendo como unidade a potência luminosa por unidade de área (W/m^2).

Tendo em vista que a potência é a energia por unidade de tempo (W), ela representa a velocidade que certa quantidade de energia pode ser transportada. Assim, quanto maior a potência da radiação solar, mais energia é transformada.

Já a Irradiação é o acúmulo da Irradiância ao longo do tempo (Wh/m^2). Ou seja, ela mede essa radiação que incide em uma superfície durante intervalos de tempo especificados. É uma medida útil no dimensionamento dos sistemas.

1.1.2 Efeito Fotovoltaico

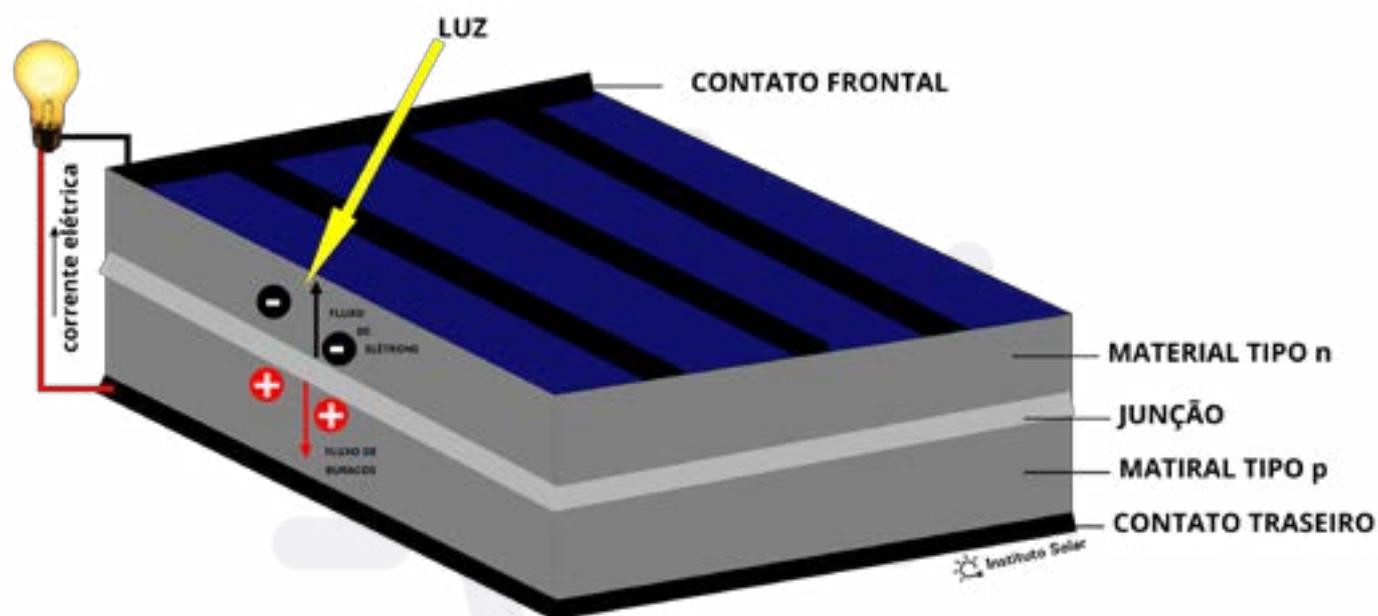
Esses conceitos básicos mencionados são muito importantes para a formação de um projetista solar uma vez que os Sistemas Fotovoltaicos, ou SFV's, são sistemas de geração distribuída que convertem a luz proveniente do sol em energia elétrica.

Essa energia é obtida por meio do efeito fotovoltaico, que está totalmente ligado às partículas da Luz do Sol e é resultante da criação de uma corrente elétrica entre as regiões de um material quando exposto à luz solar.

O que acontece é que a luz, por conta do seu comportamento dual, mencionado anteriormente, é composta de partículas chamadas Fótons. Tudo começa com a radiação que vem do sol e incide nas células fotovoltaicas, que são parte integrante de um módulo fotovoltaico.

As células fotovoltaicas são compostas por duas camadas de semicondutores que, em geral, são de cristais de silício. Durante o processo de fabricação, esses cristais passam por duas dopagens, gerando duas camadas na célula solar: uma com portadores de carga negativa (tipo N) e outra com cargas positivas livres (tipo P).

Célula Fotovoltaica



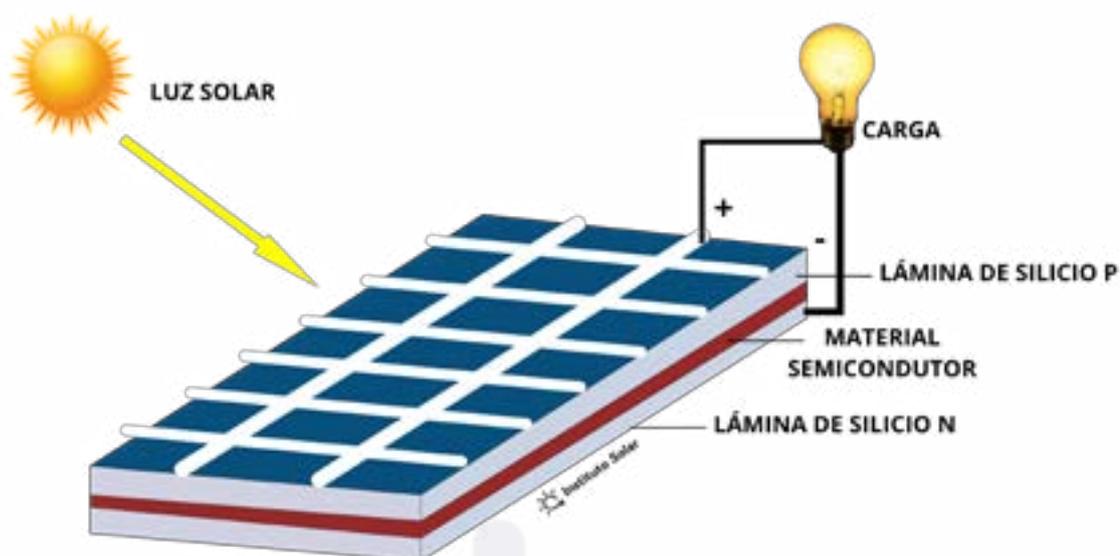
Efeito Fotovoltaico na Célula

Ao fazer uma junção dessas duas camadas, em uma região P-N, cria-se um campo elétrico permanente dentro da célula. Então, quando a luz incide na célula solar, os fótons colidem com os átomos, fazendo com que os elétrons das camadas mais externas se libertem.

Isso gera um acúmulo de elétrons livres na camada N que, por sua vez, migram para camada P por decorrência da diferença de potencial, resultando em uma corrente elétrica.

Essa diferença de potencial que ocorre enquanto há incidência luminosa é o Efeito Fotovoltaico, gerando a energia elétrica utilizada nos sistemas de energia solar fotovoltaica.

Célula Fotovoltaica



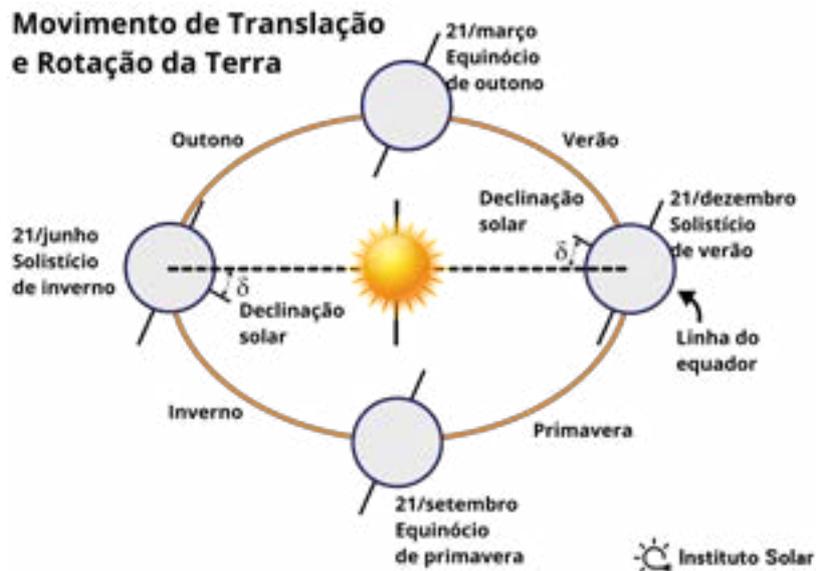
Até então, portanto, pode-se concluir que é imprescindível entender como os raios solares irão incidir nas superfícies para que seja possível dimensionar corretamente o projeto de um SFV.

1.1.3 Movimentos da Terra

No próximo tópico falaremos sobre os ângulos incidentes, mas antes é necessário compreender como a Terra se movimenta ao redor do Sol.

A Terra realiza uma trajetória elíptica em torno do Sol, denominada translação e um movimento em torno do próprio eixo, chamado de rotação.

O eixo de rotação é inclinado aproximadamente $23,5^\circ$ em relação ao eixo de translação. Essa inclinação é importantíssima, pois é a razão pela qual ocorrem as estações do ano.



Outros dois eventos decorrem do movimento de translação: **solstício e equinócio**.

O **solstício** está relacionado ao momento em que o posicionamento do Sol atinge a maior declinação, ao norte ou ao sul, da Linha do Equador, fazendo com que um dos hemisférios receba maior incidência de raios solares, ou seja, receba mais iluminação que o outro.

Quando há maior incidência solar no hemisfério, ocorre o solstício de verão que, no Brasil, acontece no início no mês de dezembro, momento em que o Sol incide perpendicularmente sobre o Trópico de Capricórnio.

Já no solstício de inverno a incidência solar será menor em um dos hemisférios. Nesse caso, acontece no Brasil no mês de junho e o Sol incide perpendicularmente sobre o Trópico de Câncer.

O solstício de verão é caracterizado por dias mais longos que as noites. Em contrapartida, no solstício de inverno ocorre o inverso: as noites são mais longas que os dias.

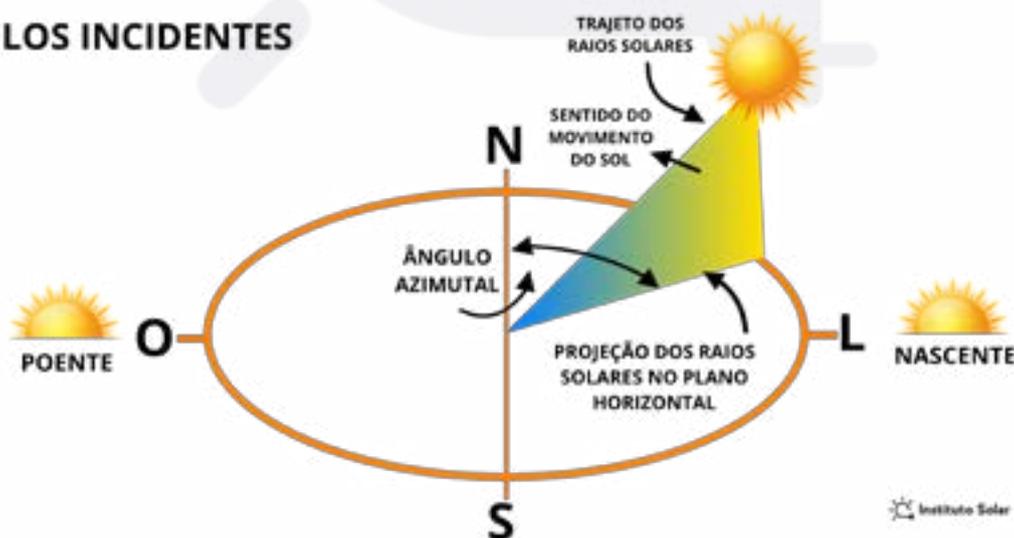
Outro evento decorrente do movimento da Terra é o equinócio. Nele, não há inclinação do globo em relação ao Sol, e os raios incidem diretamente sobre a Linha do Equador, fazendo com que os dias e noites tenham a mesma duração. Isso acontece somente duas vezes por ano, quando se inicia a primavera e outono que, no Brasil, ocorre nos meses de março e setembro, respectivamente.

Entender esses conceitos é essencial, uma vez que a movimentação da Terra reflete diretamente na incidência dos raios solares e, conseqüentemente, na produção de energia.

1.1.4 Ângulos Incidentes

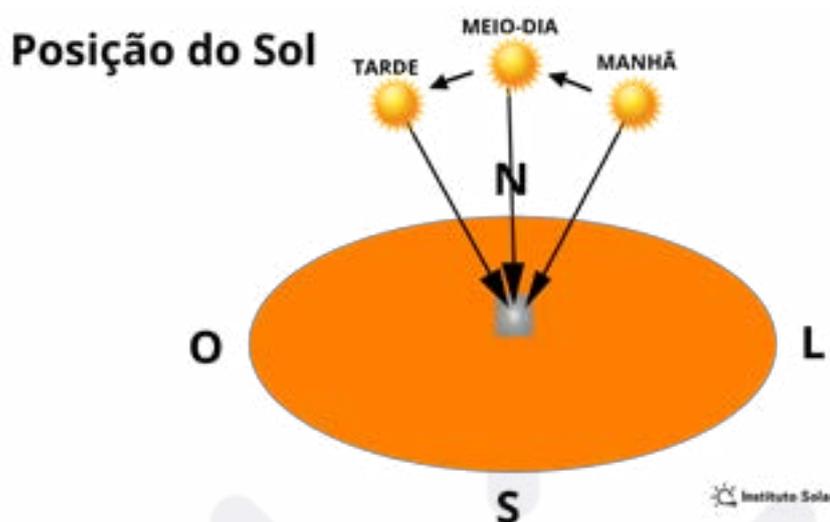
Outro fator que pode influenciar na produção de energia solar e que deve ser considerado é o Ângulo Azimutal, que é um ângulo de orientação dos raios solares em relação ao norte geográfico. O ângulo azimutal nulo acontece quando o observador vê o Sol à sua frente, ou seja, o Sol está na metade do trajeto que percorre. Importante ressaltar que nem sempre o ângulo azimutal será no horário de meio-dia.

ÂNGULOS INCIDENTES



Na ilustração acima é possível observar que um módulo fotovoltaico com a face voltada para o norte geográfico poderá ter um desempenho maior.

No entanto, sua performance dependerá, ainda, de outras variáveis, como a região onde o sistema será instalado e a inclinação do mesmo. Veja na imagem a seguir.



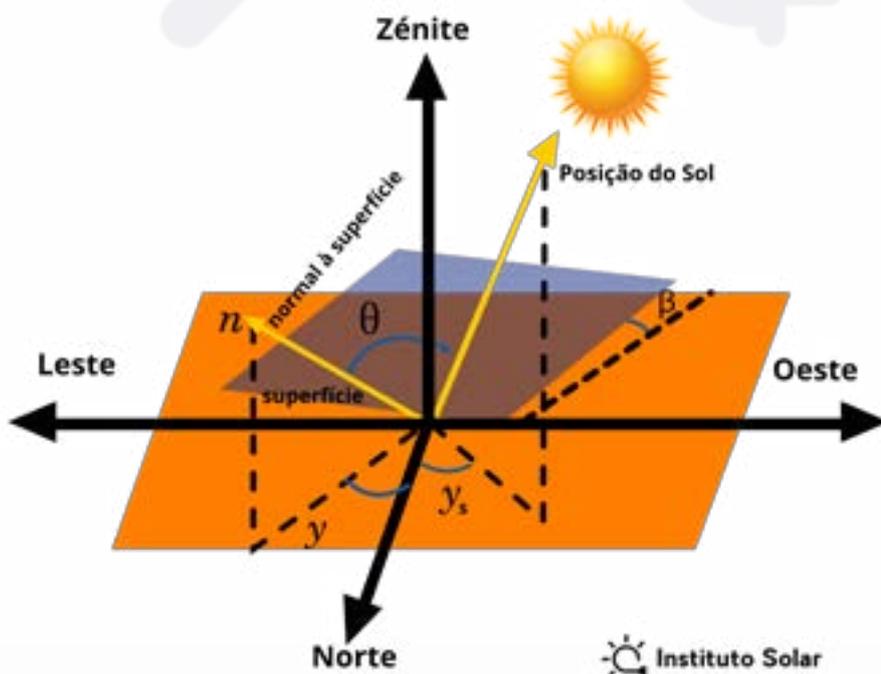
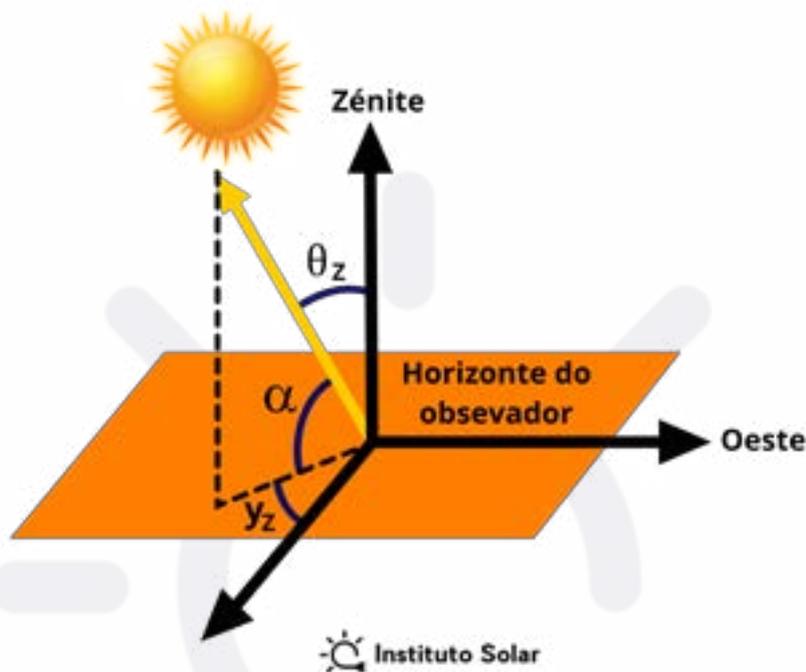
Os raios solares, durante a trajetória que fazem ao longo do dia, incidem em diferentes ângulos na superfície, essenciais para se projetar um SFV.

Assim, para que haja um estudo mais completo e adequado sobre a incidência do Sol em um projeto, faz-se necessário analisar tais ângulos. Segue algumas definições importantes:

- **Ângulo zenital (θ_z):** ângulo formado entre os raios de sol e a vertical.
- **Altura ou Elevação Solar (α):** ângulo compreendido entre o raio solar e a projeção do mesmo sobre um plano horizontal.
- **Ângulo Azimutal do Sol (γ_s):** ângulo entre a projeção do raio solar no plano horizontal e a direção Norte-Sul, obedecendo a mesma convenção do azimutal da superfície.
- **Ângulo Azimutal da Superfície (γ):** ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. O deslocamento angular tomado a partir do Norte geográfico.

- Inclinação da superfície de captação (β): ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal.
- Ângulo de incidência (θ): ângulo formado entre os raios do Sol e a normal de superfície de captação.

Trajeto dos raios solares e ângulo zenital



As características da inclinação do sol no painel solar devem ser cuidadosamente estudadas e avaliadas. Sabe-se que, dependendo do valor da irradiação, a eficiência da conversão de energia do módulo pode variar significativamente.

Esse rendimento do módulo fotovoltaico influencia diretamente na conta do usuário do sistema fotovoltaico. Nos Sistemas Off-Grid, o efeito pode diminuir a capacidade de armazenamento de energia nas baterias, enquanto que, nos Sistemas On-Grid o efeito é a redução dos créditos injetados na rede para abater uma conta futura do consumidor. Falaremos mais adiante sobre esses tipos de sistemas.

1.1.5 Composições tarifárias

Um projetista também deve conhecer e entender a respeito das tarifas relacionadas ao setor de energia solar.

As modalidades tarifárias são definidas pela ANEEL. É ela que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada.

Na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, a Agência define dois conceitos indispensáveis para se entender as tarifas: Grupo A e B.

O Grupo A é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa binômia. Nele se enquadram as unidades consumidoras de Alta Tensão (Subgrupos A1, A2 e A3), Média Tensão (Subgrupos A3a e A4) e de sistemas subterrâneos (Subgrupo AS).

Já o Grupo B é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômnia. São unidades consumidoras de Baixa Tensão, das classes residencial (Subgrupo B1), rural (B2), demais classes (B3) e iluminação pública (B4).

A REN 414 também descreve sobre o que se trata a modalidade tarifária, que é um conjunto de tarifas aplicadas aos componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potências ativas. Essas modalidades são divididas em:

- Monômnia

É aplicada às unidades consumidoras do grupo B, são tarifas apenas do consumo de energia elétrica e independem das horas de utilização por dia.

- Binômnia

São usadas nas unidades consumidoras do grupo A e caracterizam-se pela cobrança da tarifa de consumo de energia elétrica e demanda de potência. Como o nome sugere, é uma cobrança bi, ou seja, de consumo de energia elétrica e demanda contratada. Nessa categoria se enquadram as seguintes formas de tarifação:

- Horária verde

Essa modalidade é aplicada a algumas unidades consumidoras do grupo A. São tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica baseadas no horário de ponta e fora ponta (posto tarifário), ou seja de acordo com as horas de utilização do dia, enquanto a demanda de potência tem uma única tarifa. Essa Modalidade está disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS.

- Horário azul

É aquela destinada às unidades do grupo A e é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, segundo o posto tarifário. Essa modalidade está disponível para todos os subgrupos do grupo A.

- Convencional Monômnia

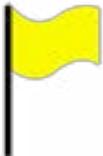
Essa modalidade possui uma única tarifa de consumo de energia elétrica, que independe das horas de utilização no dia. Está disponível para o grupo B.

- Horário Branca

Essa modalidade tarifária é aplicada nas unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4, iluminação Pública, e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, residencial. A Horário Branca caracteriza-se por tarifas diferentes de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia.

É importante diferenciar modalidades tarifárias de bandeiras tarifárias. Estas visam sinalizar aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica, indicando também se aumentará ou não o valor da energia que é repassada ao consumidor final.

Essas Bandeiras Tarifárias podem ser verdes, amarelas ou vermelhas. A Bandeira Verde significa que as condições são favoráveis em relação à geração de energia; a Bandeira Amarela é usada quando as condições são menos favoráveis, logo, a tarifa tem uma cobrança adicional de R\$ 0,015 para cada (kWh) consumidos; já a Bandeira Vermelha é dividida em duas: Patamar 1, cujo adicional na tarifa é de R\$ 0,040 para cada kWh consumido e Patamar 2, na qual a tarifa possui aumento de R\$ 0,060 para cada kWh.

			
BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA	BANDEIRA VERMELHA Patamar I	BANDEIRA VERMELHA Patamar II
Condições favoráveis de geração de energia	Condições menos favoráveis de geração de energia	Condições de custo elevado	Condições de custo elevado
Não há cobrança	R\$ 1,50 por 100 kWh	R\$ 4,00 por 100 kWh	R\$ 6,00 por 100 kWh

Bandeiras Tarifárias
 Fonte: Instituto Solar

Para energia solar, existem duas tarifas que devemos abordar: Net Metering e Feed in.

A tarifação Net Metering é um sistema de medição líquida, regulamentado pela REN 482 da ANEEL. Funciona como uma compensação de créditos a ser utilizada em sistemas conectados à rede.

Acontece que quando o sistema fotovoltaico está produzindo energia mais do que está sendo consumido, esse excesso de eletricidade é injetado na rede de distribuição elétrica e gera créditos para o consumidor, que pode posteriormente ser abatido do valor de uma fatura de energia.



A tarifa Feed in (não adotada no Brasil) funciona como um incentivo para utilização de energias renováveis. O sistema é semelhante ao Net Metering, mas neste, o consumidor recebe um pagamento pela energia que foi injetada na rede.

Essas composições tarifárias e conceitos, até aqui abordados, são primordiais para o desenvolvimento de um profissional projetista, visto que todo e qualquer projeto deve levar em consideração todas as características mencionadas.

1.2 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Os Sistemas Fotovoltaicos (SFV) podem ser classificados em sistemas interligados à rede, autônomos e híbridos que, em geral, necessitam de algum tipo de armazenamento. Detalharemos mais sobre eles neste tópico.

Neste material, será dimensionado um sistema interligado à rede que funciona dentro do sistema de compensação de energia elétrica, o Net Metering.

1.2.1 Sistemas Off-Grid

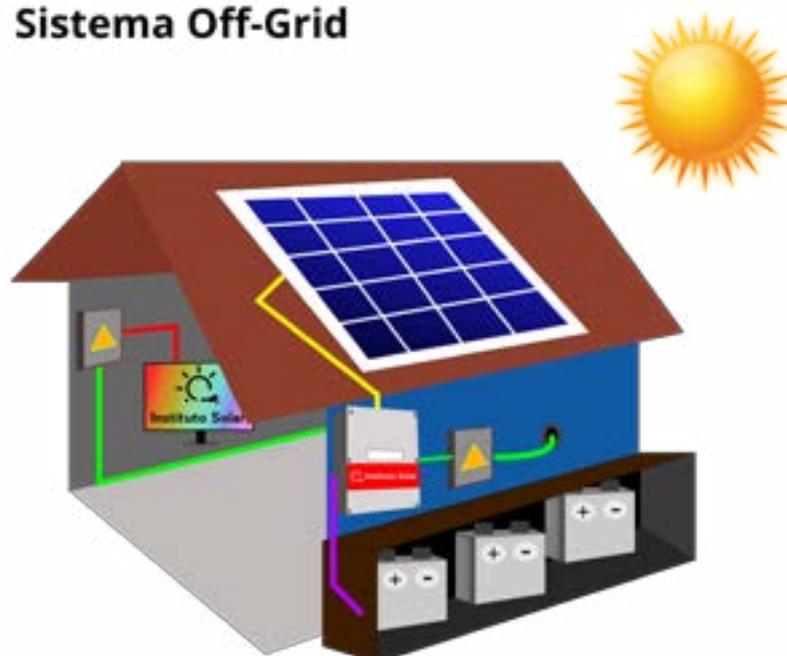
Também chamados de sistemas isolados, os sistemas off-grid são aqueles não conectados à rede elétrica. Eles são alimentados por meio das baterias, usadas para o armazenamento de energia.

Esse tipo de sistema é mais utilizado para propósitos específicos, como bombeamento de água e em postes de iluminação, por exemplo. Além disso, são muito funcionais para levar energia a lugares remotos, onde a rede de distribuição não consegue chegar ou onde o custo de disponibilidade da rede não é economicamente viável.

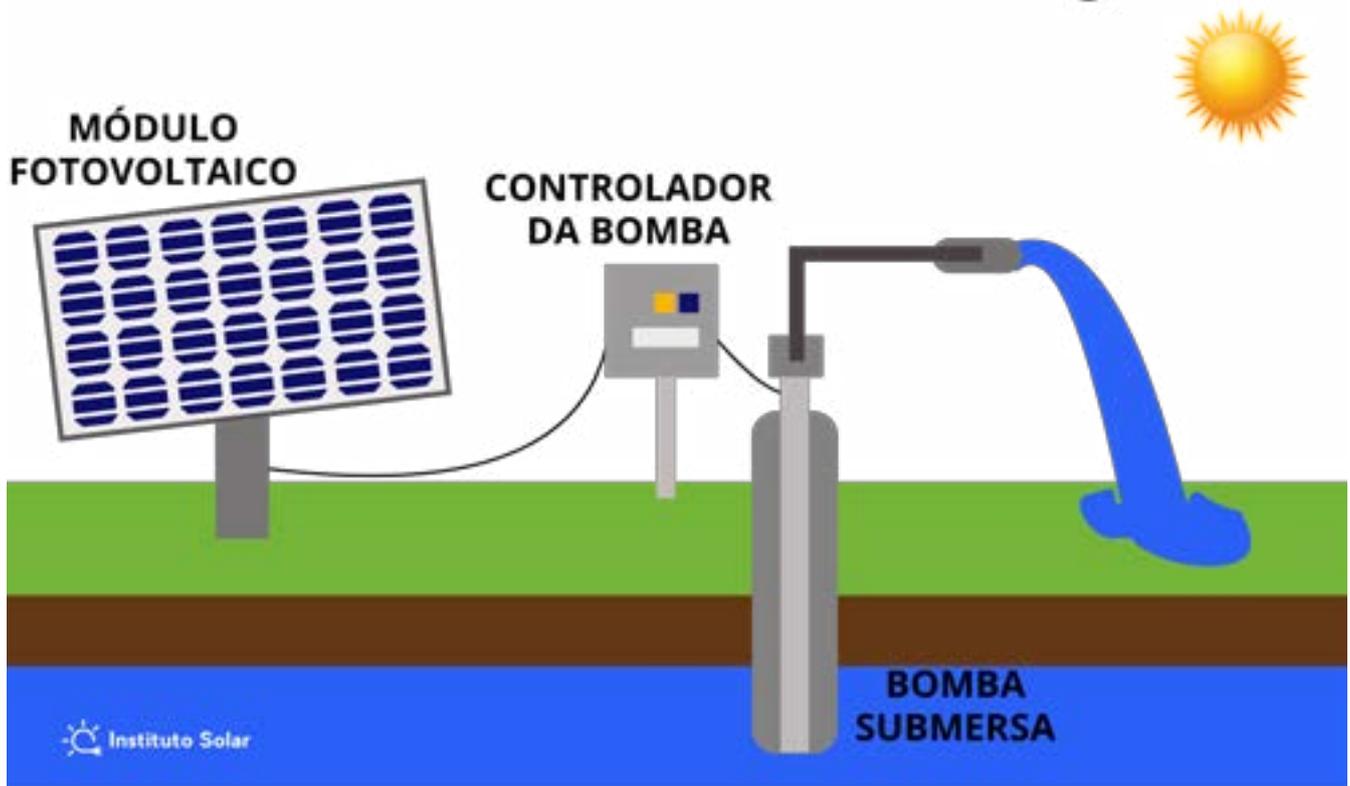
A energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é armazenada nas baterias, que por sua vez conseguem garantir energia mesmo em dias de baixa produção ou à noite, por exemplo.

Basicamente, acontece que durante o dia, quando há excesso de produção, uma certa quantidade de energia é enviada para o banco de baterias. Como à noite, o consumo torna-se maior que a produção, a energia armazenada é utilizada para o abastecimento do sistema. Abaixo, as figuras mostram exemplos de geração off-grid.

Sistema Off-Grid



Sistema de Bombeamento de Água



1.2.2 Sistemas On-grid

São Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição. Diferentemente dos sistemas isolados, eles não possuem baterias como componente.

O processo de geração de energia on-grid envolve o conceito de Net Metering, mencionado anteriormente. É uma compensação de crédito na qual a energia elétrica gerada pelo painel é injetada na rede de distribuição da concessionária, fazendo surgir créditos para que o consumidor possa abater em uma fatura de energia.

Esse incentivo ajuda o consumidor a economizar, gerando energia elétrica em sua unidade de produção. Esses créditos podem ser utilizados em outros locais, desde que a titularidade da unidade seja em um mesmo CPF ou CNPJ (titularidade) e faça parte da área de atendimento de uma mesma distribuidora.

Sistema On-Grid



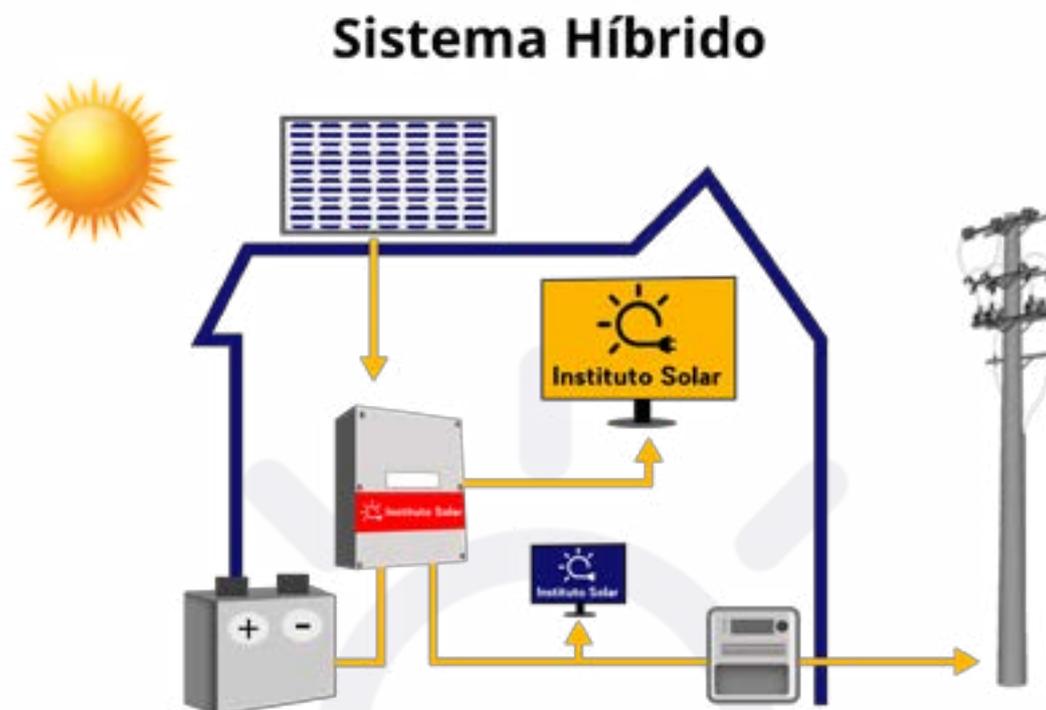
1.2.3 Sistemas Híbridos

Os Sistemas Híbridos são aqueles que possuem mais de uma fonte de geração de energia interligadas. Mesmo estando desconectados da rede elétrica, existem mais de uma forma de geração de energia neste tipo de sistema, como um gerador a diesel, turbinas eólicas, módulos fotovoltaicos, dentre outras.

São sistemas que podem armazenar energia em baterias ao mesmo tempo que possuem a funcionalidade de um sistema on-grid.

A vantagem de um sistema híbrido é a diversificação de suas fontes energéticas, sempre proporcionando opções de backup quando a fonte principal não estiver produzindo ou quando passa por uma interrupção ou manutenção, por exemplo. Além disso, apresenta mais garantia de funcionamento dos equipamentos, mesmo na ocorrência de quedas de energia. Isso é possível devido à presença do sistema off-grid.

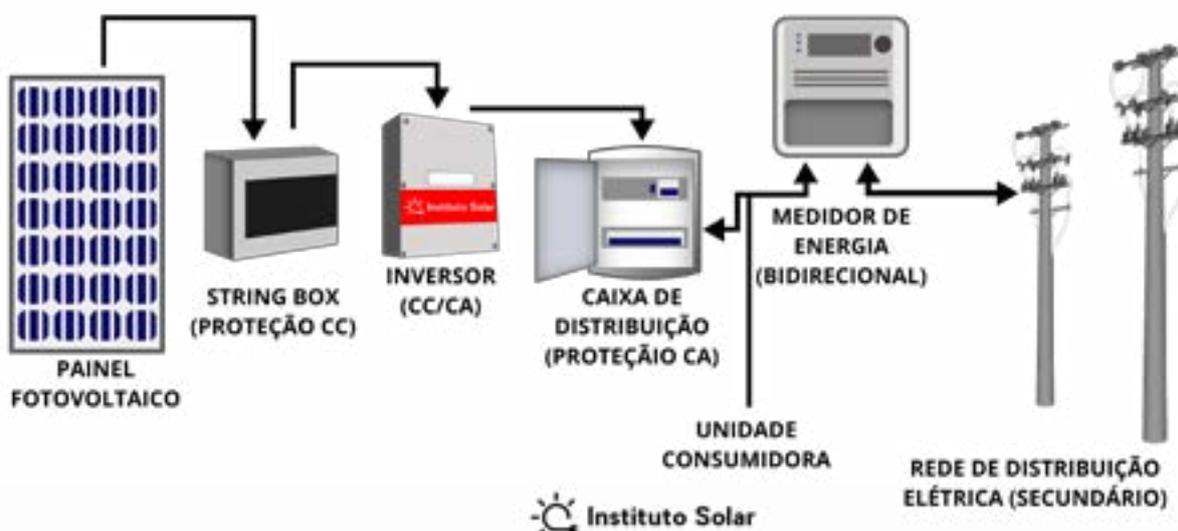
Apesar dos benefícios, os sistemas híbridos ainda são bastante caros, em razão do valor dos equipamentos, principalmente baterias e inversores híbridos. A instalação também requer maior atenção para que o sistema opere adequadamente.



1.3 Componentes do Sistema

Nesta unidade serão abordados os principais componentes do Sistema Solar Fotovoltaico conectado à rede elétrica.

Sistema FV conectado à rede elétrica



1.3.1 Módulo Fotovoltaico

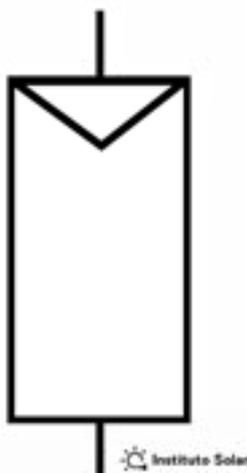
O módulo fotovoltaico é o dispositivo desenvolvido para realizar a conversão direta da radiação solar em energia elétrica. Os módulos são formados por um agrupamento de células interligadas e encapsuladas eletricamente entre si, capazes de fornecer uma tensão elétrica de aproximadamente 0,6V. Como as células são conectadas em série (de 36, 54, 60 células), os módulos possuem alta tensão de saída, dependendo de sua classe de potência, totalizando até 60V.

Os módulos fotovoltaicos convencionais são formados por diversas camadas. As células e suas conexões elétricas são posicionadas dentro de lâminas plásticas, o módulo é recoberto por uma lâmina de vidro e, por fim, recebe moldura de alumínio.

A corrente elétrica produzida por uma célula depende da sua área, pois a corrente elétrica está diretamente condicionada à quantidade de luz recebida pela célula. Quanto maior a área, maior a captação de luz e maior a corrente fornecida.

O símbolo esquemático utilizado para representar o módulo fotovoltaico está ilustrado abaixo. O lado do triângulo consiste no polo positivo.

Símbolo elétrico de um módulo fotovoltaico



É importante mencionar a diferença entre célula fotovoltaica, módulo fotovoltaico e arranjo fotovoltaico. A norma NBR 16690:2019 especifica as seguintes definições:

- Célula fotovoltaica

Dispositivo fotovoltaico elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica.

- Módulo fotovoltaico

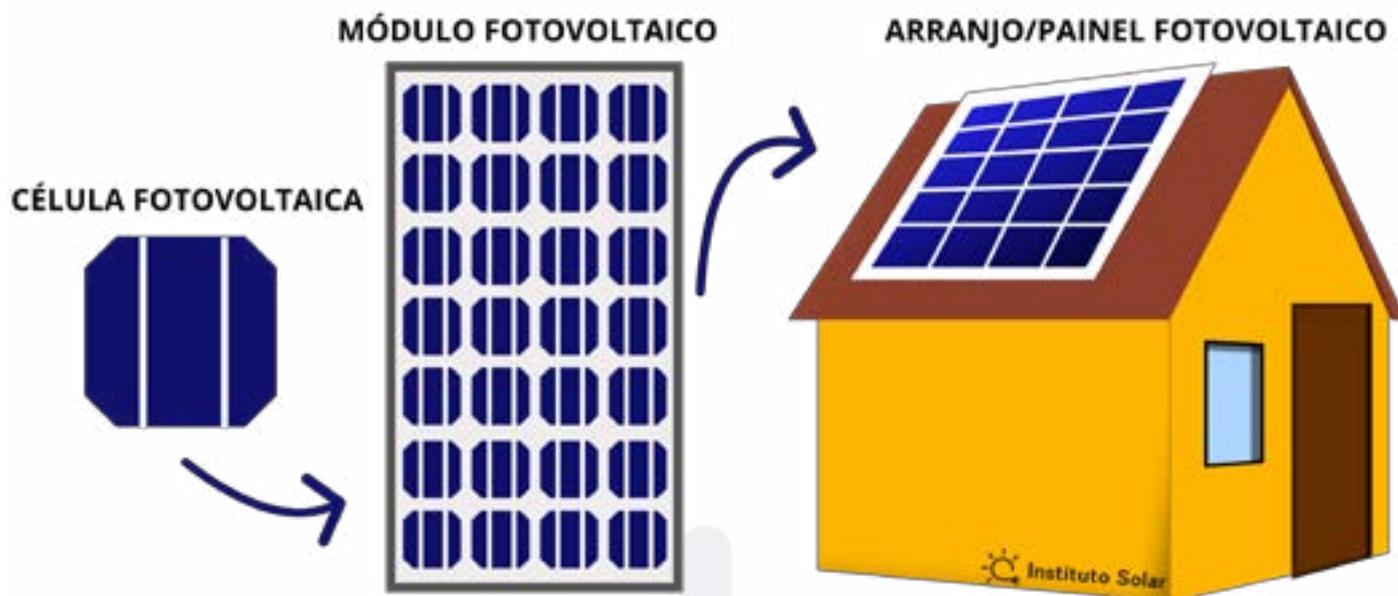
Unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica.

- Arranjo fotovoltaico

Conjunto de módulos fotovoltaicos ou subarranjos fotovoltaicos mecânica e eletricamente integrados, incluindo a estrutura de suporte.

Um arranjo fotovoltaico pode ser constituído por um único módulo fotovoltaico, uma única série fotovoltaica ou várias séries ou subarranjos fotovoltaicos, conectados em paralelo e os demais componentes elétricos associados.

Definição de conceito



A parte de trás do módulo tem uma caixa de conexões elétricas, denominada caixa de junção. Nela, os cabos elétricos são conectados através de conectores padronizados, permitindo a rápida ligação entre os módulos.

Segundo a NBR 16690:2019, a caixa de junção é um invólucro no qual subarranjos fotovoltaicos, séries fotovoltaicas ou módulos fotovoltaicos são conectados em paralelo, podendo alojar dispositivos de proteção e/ou de manobra.

A caixa de junção é selada e resinada, portanto o usuário não tem acesso ao seu conteúdo. Ela recebe os terminais das conexões elétricas das células fotovoltaicas e aloja os diodos de by-pass do módulo. Na parte externa, os cabos elétricos de conexão do módulo são conectados à caixa de junção através de dois conectores externos.

Caixa de junção



fonte: Made in China

Independente do modelo e da marca dos módulos, todos seguem algumas especificações técnicas padronizadas. Essas características elétricas são medidas nas condições padrão para ensaio, STC (Standard Test Conditions):

- Temperatura de junção da célula 25°C;
- Irradiância total: 1000W/m², normal à superfície de ensaio;
- Espectro solar para a massa de ar igual a 1,5 (AM1,5).

As principais características elétricas (medidas nas STC) dos módulos fotovoltaicos, independente da tecnologia dos materiais, serão apresentadas a seguir.

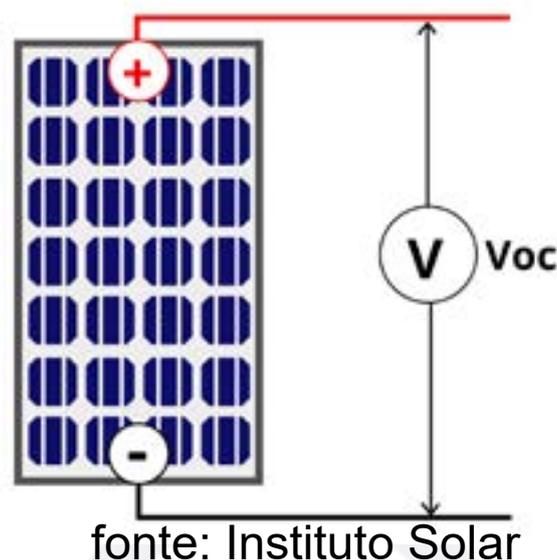
1.3.1.1 Tensão de circuito aberto (Voc)

É a tensão gerada por um módulo fotovoltaico na condição de saída aberta (OC – Open Circuit), ou seja, sem carga, para valores preestabelecidos de temperatura e de irradiância total.

É o valor da tensão elétrica que o módulo fornece em seus terminais quando estão desconectados, ou seja, é a tensão medida por um voltímetro em paralelo quando não existe nada ligado ao módulo ou quando não existe corrente elétrica circulando pelo módulo, sendo a máxima tensão que o módulo pode fornecer em condições de STC.

Essa informação é importante para o dimensionamento de um SFV, pois o projeto de um sistema deve respeitar as tensões máximas dos inversores, baterias, controladores de carga e outros componentes que são ligados aos módulos.

Medição da Tensão de Circuito Aberto



1.3.1.2 Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})

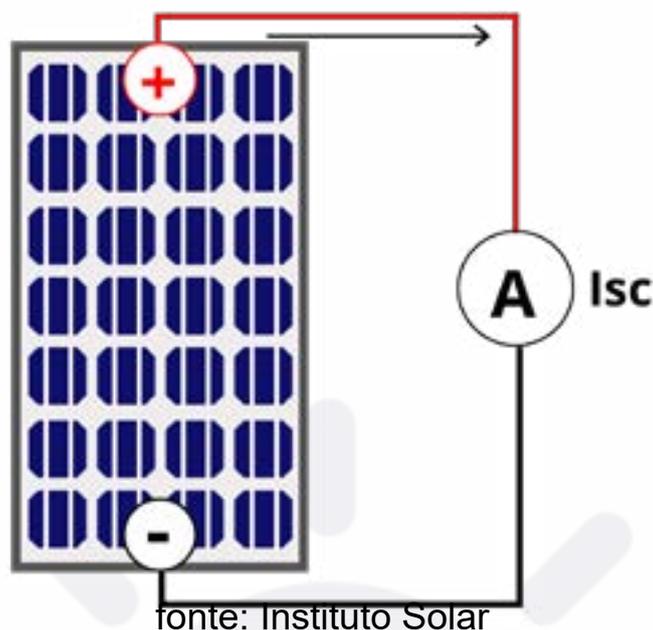
É a corrente de saída de um módulo fotovoltaico na condição de curto-circuito I_{sc} (SC – Short Circuit), para valores preestabelecidos de temperatura e irradiância total (STC).

A corrente de curto-circuito é aquela medida com um amperímetro em série quando os terminais do módulo são colocados em curto-circuito. Nessa situação de curto-circuito, a tensão e a potência se encontram nulas, e a corrente do módulo alcança o seu valor máximo em determinadas condições de temperatura e radiação solar de STC.

Essa informação é útil para auxiliar no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e na especificação dos equipamentos e acessórios ligados ao módulo, já que indica a máxima corrente que o módulo pode fornecer quando recebe $1000\text{W}/\text{m}^2$ de radiação solar.

O valor da corrente de curto-circuito é a corrente máxima que o módulo vai fornecer nessas condições padrões.

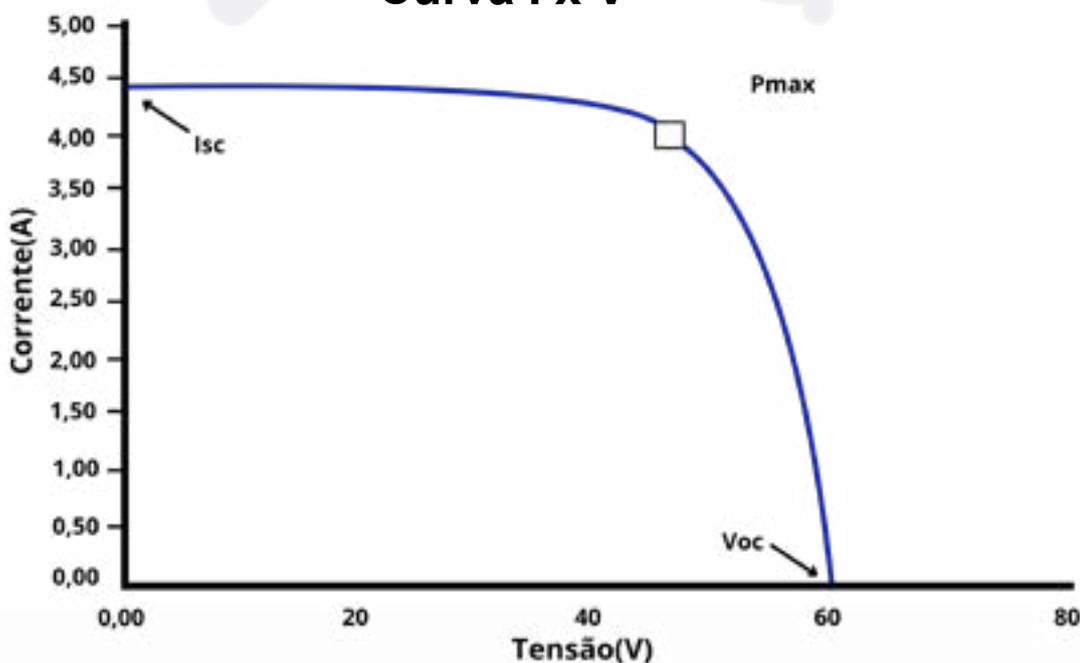
Medição da Corrente de Curto-Circuito



1.3.1.3 Tensão de máxima potência (V_{mp})

É o nome dado ao valor da tensão nos terminais do módulo quando este fornece sua potência máxima na condição padronizada de teste. Ou seja, é a tensão do módulo no ponto de máxima potência mostrado na curva $I \times V$.

Curva $I \times V$



fonte: Instituto Solar

1.3.1.4 Corrente de máxima potência (I_{mp})

De forma análoga, a corrente de máxima potência é o valor da corrente nos terminais do módulo quando fornece sua potência máxima na condição padronizada de teste. Ou seja, é a corrente do ponto de máxima potência.

1.3.1.5 Potência pico ou máxima potência

A potência de pico é a máxima potência que o módulo pode fornecer na condição padronizada de teste (STC), ou seja, é o valor da potência no ponto de máxima potência.

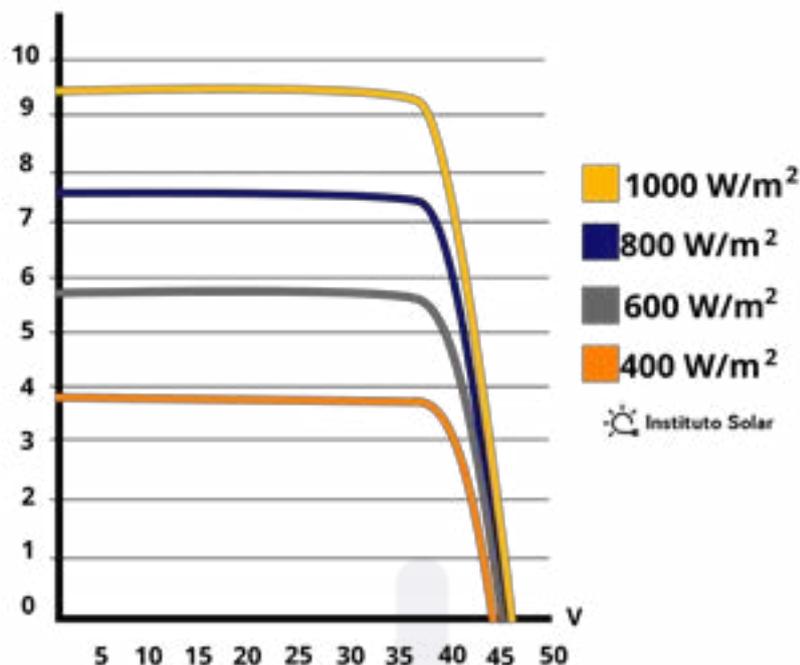
O valor da máxima potência corresponde à multiplicação da corrente de máxima potência (I_{mp}) pela tensão de máxima potência (V_{mp}).

1.3.1.6 Curva característica $I \times V$

A curva $I \times V$ é a representação dos valores da corrente de saída de um módulo fotovoltaico em função da tensão, para condições preestabelecidas de temperatura e irradiância total.

Essa é uma característica peculiar dos módulos fotovoltaicos. A potência real produzida pelo módulo pode ser encontrada através da curva demonstrada abaixo. Cada ponto do gráfico representa a potência gerada para aquela condição de operação.

Gráfico da curva Corrente (A) x Tensão (V)



Para cada valor de irradiância, nota-se uma curva característica que segue estritamente os valores do gráfico, sendo um aspecto peculiar dos testes dos módulos FV.

1.3.1.7 Potência nominal de um módulo FV

É o valor de potência que o módulo fornece nas condições padrão de ensaio (STC), especificado na etiqueta.

1.3.1.8 Arranjos fotovoltaicos

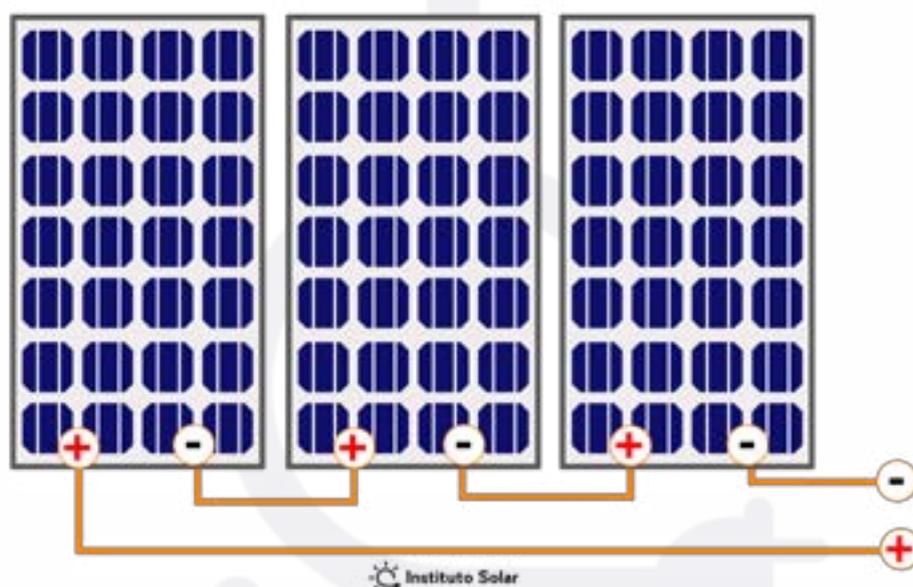
O agrupamento de módulos, denominado arranjo fotovoltaico, pode ser conectado em ligações em série e/ou paralelo, dependendo da potência, tensão e corrente desejada.

Na combinação dos módulos deve ser dada maior atenção para que não se reúna características elétricas incompatíveis, pois as células de maior corrente e tensão dissipam seu excesso de potência nas células com desempenho inferior, comprometendo a eficiência total do sistema.

Nas **ligações em série** dos módulos fotovoltaicos a conexão é feita entre um terminal positivo de um dispositivo e um negativo de outro e assim por diante. Nesse arranjo as tensões se somam e a corrente é a mesma para todos os dispositivos, assim como em uma ligação convencional de sistemas em série.

Os arranjos de módulos em série são denominados de string. Esse termo é bastante empregado no estudo de sistemas conectados à rede, sendo importante o seu entendimento.

Módulos conectados em série



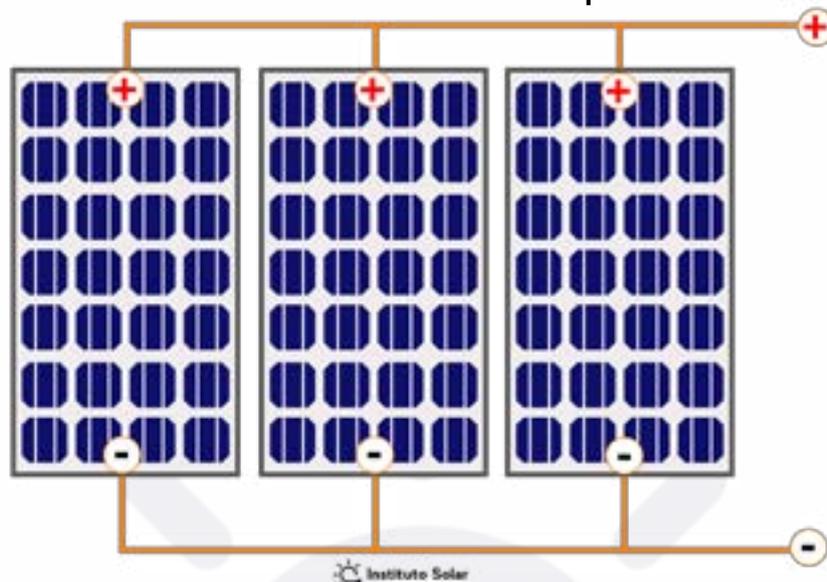
Os conjuntos com módulos FV em séries são mais comuns em sistemas conectados à rede elétrica, que operam com tensões mais elevadas. Já os conjuntos de módulos FV em paralelo são mais utilizados em sistemas fotovoltaicos autônomos, que operam com tensões baixas.

Nas ligações em paralelo os módulos fotovoltaicos estão conectados da seguinte forma:

- O terminal positivo de um módulo se conecta aos terminais positivos dos outros módulos;

- O terminal negativo de um módulo se conecta aos terminais negativos dos outros módulos. As correntes de cada módulo se somam enquanto a tensão é a mesma para cada um deles, assim como em um sistema paralelo convencional.

Módulos conectados em paralelo



1.3.1.9 Eficiência do Módulo

Os critérios de teste dos módulos fotovoltaicos são padronizados por órgãos internacionais para que sejam avaliados antes de serem lançados no mercado.

No Brasil, são avaliados e certificados pelo Inmetro (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) em laboratórios credenciados. Após os testes, recebem um selo do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), o qual atesta a classe de eficiência do módulo.

O valor da eficiência dos módulos está presente na folha de dados. A eficiência de conversão (η) de um módulo fotovoltaico pode ser calculada com a seguinte expressão:

$$\eta = P_{MAX} / (A \times 1000)$$

onde:

P_{MAX} – Potência máxima do módulo

A – Área do módulo (m^2)

Nesse caso, será considerado o módulo de 335 W da Canadian. Aferindo o datasheet, nota-se que a eficiência do módulo é de 17,23%, enquanto o de 325W é de 16,72%.

ELETRICAL DATA STC*				
CS6U	325M	330M	335M	340M
Nominal Max. Power (Pmax)	325W	330W	335W	340W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.4V	37.5V	37.8V	37.9V
Opt. Operating Current (Imp)	8.69A	8.80A	8.87A	8.97A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.8V	45.9V	46.1V	46.2V
Short Circuit Current (Isc)	9.21A	9.31A	9.41A	9.48A
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%	17.49%
Operating Temperature	-40°C ~ + 85°C			
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1500v (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5W			

Características elétricas STC do módulo fotovoltaico
Fonte: Canadian

Para realizar o cálculo é necessário utilizar a área do módulo que está presente na folha de dados (datasheet). Na tabela a seguir, as dimensões dos módulos são mencionadas como sendo de 1,96m x 0,992m para todas as potências.

MECHANICAL DATA	
Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 x 12)
Dimensions	1960x 992x 40 mm (77.2x39.1 * 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminum alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	PV1500DC-F1 4 mm ² (IEC) & 12 AWG 2000 V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 senes or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

Características mecânicas do módulo fotovoltaico
Fonte: Canadian

Desse modo, é possível que seja mais vantajoso escolher o módulo de maior potência, pois além da eficiência ser maior, o espaço da instalação fica otimizado. No entanto, o projetista deverá analisar com cautela a cotação dos módulos junto aos seus distribuidores.

Agora, vamos comprovar a eficiência presente no Datasheet do módulo de 335W.

$$P_{MAX} = 335W$$

$$A = 1,944 \text{ m}^2$$

$$\eta = 335/(1,944 \times 1000)$$

$$\eta = \mathbf{0,1723 (17,23\%)}$$

1.3.1.10 Características térmicas

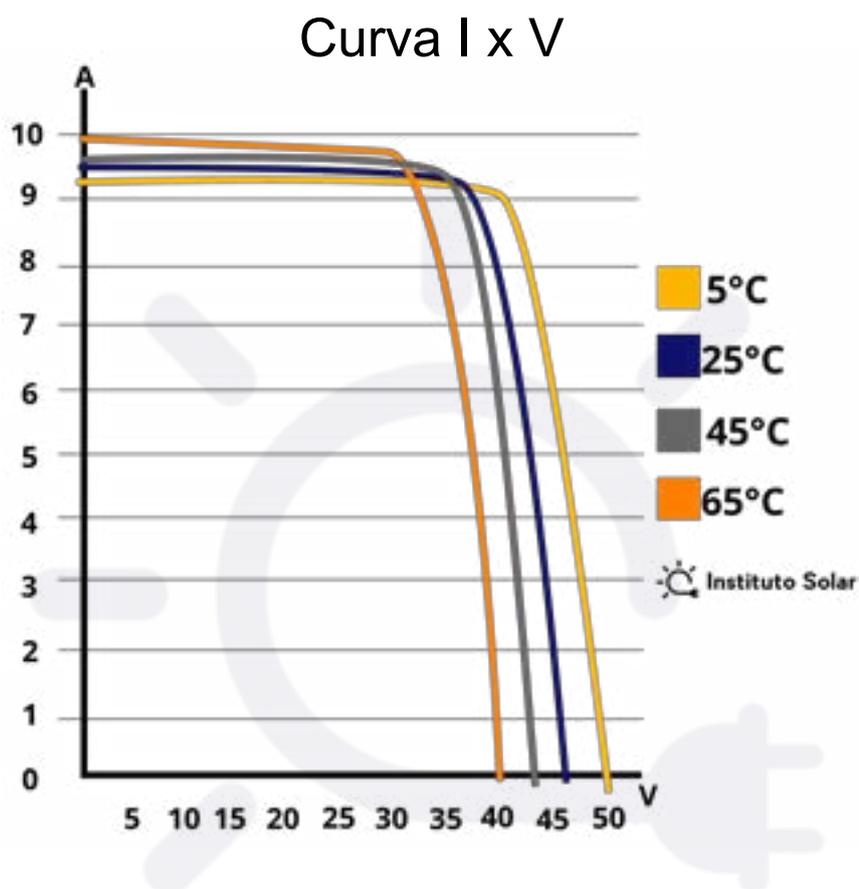
As principais curvas características dos módulos fotovoltaicos estão associadas à várias condições operativas, como irradiação solar e temperatura de operação. Na etapa de dimensionamento será apresentada a forma como essas duas variáveis influenciam na geração de energia elétrica do sistema.

A potência de saída é proporcional à quantidade de irradiação solar. Ou seja, quanto maior a irradiação direta, maior a corrente e a potência de saída gerada pelo módulo.

As características de temperatura do ambiente podem afetar diretamente a geração da energia elétrica do sistema. O gráfico da curva $I \times V$ mostra a variação de corrente e tensão à medida que a temperatura aumenta.

A potência de saída é inversamente proporcional ao aumento da temperatura, ou seja, quanto maior a temperatura menor a tensão e por consequência, menor é a potência de saída gerada pelo módulo.

A curva I x V extraída do datasheet de um módulo fotovoltaico pode ser encontrada facilmente através de sites e catálogos de fabricantes. Nota-se no gráfico que, à medida que a temperatura aumenta, a tensão gerada pelos módulos sofre uma queda, enquanto a corrente sofre uma elevação muito pequena. As características térmicas indicadas pelo datasheet mostram como o módulo se comporta diante da variação de temperatura.



Como a potência gerada pelos módulos é dada pelo produto da tensão versus corrente ($P = V \times i$), o aumento da temperatura acarreta uma perda significativa da potência gerada pelos módulos.

Na Tabela em que foram apresentadas as características elétricas STC do módulo fotovoltaico, mostradas anteriormente, é possível observar a faixa de operação do mesmo no intervalo de -40°C a 85°C . Já na tabela a seguir são mostrados alguns coeficientes de temperatura.

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

Coeficiente da temperatura

Fonte: Canadian

Em “Temperature Characteristics”, no datasheet, é possível visualizar o coeficiente de temperatura de potência (P_{MAX}), que mostra a redução de potência para cada grau de aumento de temperatura. O coeficiente de temperatura de tensão (V_{oc}) indica a redução da tensão de saída do módulo para cada grau de aumento de temperatura.

Por fim, o coeficiente de temperatura de corrente mostra o quanto a corrente aumenta para cada grau de aumento de temperatura.

No tópico de dimensionamento serão realizados os cálculos com os coeficientes citados acima. Eles permitem estimar a variação na tensão, corrente e potência em uma dada temperatura.

Para o módulo estudado nesse exemplo, o Coeficiente de Temperatura da Potência Máxima (P_{MAX}) é de $-0,41\%/^{\circ}C$, ou seja, para cada grau a mais, haverá uma perda ou ganho de potência de $0,41\%$, dependendo do sinal. Usar-se a mesma lógica para os demais coeficientes.

A potência-pico varia em função da temperatura das células. O coeficiente negativo demonstra que a potência diminui com a elevação da temperatura.

O Coeficiente de Temperatura da Tensão em Circuito Aberto (V_{oc}) é de $-0,31\%/^{\circ}C$. Esse valor negativo demonstra que a tensão reduz à medida que a temperatura aumenta.

O Coeficiente de Temperatura da Corrente em Curto Circuito (I_{sc}) é de $0,053\%/^{\circ}\text{C}$, variando em função da temperatura das células. O coeficiente positivo indica que a corrente aumenta junto com o aumento da temperatura.

1.3.1.11 Sombreamento

Um módulo fotovoltaico sujeito a sombreamento causado por um obstáculo pode deixar de produzir energia, mesmo que apenas uma de suas células esteja recebendo pouca luz.

O valor da corrente elétrica de uma célula fotovoltaica é diretamente proporcional à radiação que incide sobre ela. Se uma célula tiver pouca ou nenhuma luz, sua corrente torna-se muito baixa ou nula. O mesmo efeito acontece em módulos conectados em série: se um dos módulos de um conjunto estiver recebendo menos luz do que os demais, a corrente elétrica de todo o conjunto é reduzida e, conseqüentemente, o sistema produz menos energia.

As células de um módulo fotovoltaico conectadas em série dependem uma das outras para produzir corrente. O efeito do sombreamento é bastante prejudicial à eficiência de geração dos sistemas fotovoltaicos. Assim, a localização dos módulos deve ser cuidadosamente escolhida para que não ocorram sombras sobre suas superfícies.



Sombreamento no módulo fotovoltaico

fonte: Solar Brasil

1.3.2 Inversor

O inversor, também chamado de Conversor CC-CA e, tecnicamente, de PCU – Power Conditioning Unit (Unidade Condicionadora de Potência), é o equipamento responsável pela conversão de Corrente Contínua (CC) em Corrente Alternada (CA).

Existem dois tipos de inversores: para sistemas on-grid e para sistemas off-grid. Os inversores em sistemas off-grid fornecem tensão elétrica em seus terminais de saída, em regime alternado, senoidal e pura. Já os inversores de sistemas on-grid fornecem corrente elétrica em seus terminais de saída, em regime alternado, senoidal e pura, operando somente nas circunstâncias em que estão conectados à rede elétrica. Na ausência de energia da concessionária, desconectam-se automaticamente devido à segurança operacional do sistema.

O inversor on-grid possui sistema eletrônico de controle sofisticado que o transforma em uma fonte de corrente. Dentre outras, sua função é fazer com que a corrente injetada pelo inversor na rede elétrica tenha um formato senoidal e esteja sincronizada com a tensão senoidal da rede.



Inversor Fronius 2.5-1 (On-grid)
Fonte: Fronius

Levando em consideração o objetivo do nosso estudo, nos aprofundaremos nos inversores de sistemas on-grid. Os Inversores Conectados à rede elétrica são fabricados atualmente para cumprir as seguintes funções:

- Conversão CC – CA;
- Ajuste do ponto operacional do Inversor ao MPPT do Gerador Fotovoltaico;
- Registro de Dados Operacionais;
- Desconexão automática ou Manual da Rede;
- Dispositivos de Proteção CA e CC;
- Proteção contra Sobrecargas;
- Proteção contra Sobretensões;
- Proteção contra Troca de Polaridade;
- Anti-ilhamento;
- Alta eficiência de conversão, confiabilidade e baixa manutenção;
- Operação em faixa ampla de tensão;
- Boa estabilização na tensão de saída;
- Onda senoidal com baixa geração de harmônica;
- Baixa emissão de ruído;
- Baixa interferência eletromagnética;
- Proteção contra excessiva Elevação de Temperatura.

O inversor solar estabelece a ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede elétrica, sendo considerado o cérebro do sistema solar fotovoltaico. Sua principal função, como já dito anteriormente, é converter o sinal elétrico CC gerado pelos módulos fotovoltaicos para sinal CA, compatível com a frequência e o nível de tensão da rede elétrica na qual o equipamento será conectado.

Por ser considerado o equipamento chave do sistema, é de suma importância escolher o produto adequado para as condições de operação do sistema projetado.

Os inversores possuem diversas configurações. Vamos listar, a seguir, algumas que devem ser consideradas para o projeto de um Sistema SFV: temperatura, grau de proteção, range de tensão, potência máxima, frequência da rede elétrica e rendimento.

Esses fatores interferem diretamente no desempenho, confiabilidade, custo total do projeto e vida útil do equipamento.

1.3.2.1 Grau de proteção

O grau de proteção (IP) é um indicador que define as condições ambientais nas quais o equipamento pode ser submetido. Geralmente o IP dos inversores é alto, dado que são projetados para operar em ambientes agressivos e expostos ao tempo, embora também funcionem em locais fechados.

O IP fornece informações sobre a capacidade do equipamento de suportar ambientes com chuva, calor, frio e poeira. O IP 65, comum entre os inversores, é resistente à poeira e à jatos d'água moderados, podendo ser instalados em áreas externas. O fato de possuir um IP elevado, no entanto, não significa que deva ser instalado em ambientes abertos. O mais indicado é alojá-lo em ambientes amenos, com cobertura, pois a incidência direta de radiação solar provoca aquecimento do equipamento, reduzindo sua eficiência e sua vida útil.

Na folha de dados do inversor é disponibilizado o IP do equipamento. Essa informação é necessária para definir adequadamente o local no qual o mesmo será instalado. A seguir tem-se uma tabela com as informações de inversores da Fronius.

GENERAL DATA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1
Dimensions (height x width x depth)				645 x 431 x 204 mm
Weight	16.4Kg		16.8Kg	
Degree of protection	IP 65			
Protection class	1			
Overvoltage category (DC / AQ) ²	2/3			
Night-time consumption	< 1 W			
Inverter concept	HP transformer			
Cooling	regulated air cooling			
Installation	indoor and outdoor installation			
Ambient temperature range	-25 - + 50° C			
Permitted humidity	0 to 100%			
Max. Altitude	2,000m / 3,500 m (unrestricted / restricted voltage range)			
DC connection technology	3x DC+ and 3x DC- screw terminals 2,5 - 16 mm ²			
AC connection technology	3-pin AC screw terminals 2,5 - 16 mm ²			

Dados gerais inversores Fronius
Fonte: Fronius

1.3.2.2 Temperatura de operação

Assim como todo equipamento eletroeletrônico, o inversor tem uma faixa de temperatura indicada para sua operação. Na figura mostrada anteriormente, é possível observar o range de temperatura de -25°C a +50°C.

Temperaturas excessivamente baixas ou altas podem danificar o equipamento ou impedir seu funcionamento adequado. Em locais com temperaturas extremas, é indicado a instalação em ambientes que proporcionem condições térmicas ideais para a operação do inversor.

1.3.2.3 Frequência da rede elétrica

Os fabricantes disponibilizam os inversores em 50 Hz ou 60 Hz dependendo do local onde está sendo comercializado. Os inversores especificados para a rede de 50 Hz não devem ser utilizados no Brasil, visto que são inadequados para os parâmetros da nossa rede elétrica e não oferecem a segurança de operação necessária para o SFV conectado à rede elétrica.

1.3.2.4 Faixa de tensão de operação

O range de tensão do inversor é o intervalo de valores de tensão de entrada em que o equipamento opera. A faixa de operação do Fronius 2.5-1, por exemplo, está entre 165V a 550V, indicando que as strings conectadas ao equipamento devem atender essa faixa de operação. Esse dimensionamento será detalhado mais adiante, para você identificar se os módulos e o inversor são compatíveis com a tensão de operação do SFV.

É possível notar que a faixa de tensão é alta para inversores on-grid. Geralmente esses equipamentos são fabricados para serem conectados em vários módulos em série (string).

1.3.2.5 Rendimento

A eficiência ou rendimento de um equipamento é outro fator importante que deve ser mencionado. Quanto maior, melhor é o aproveitamento da energia extraída dos módulos.

Os inversores possuem ótimos rendimentos, acima de 98%, e esse valor deve ser considerado, estando presente na folha de dados do inversor.

1.3.2.6 Anti-ilhamento

Por questão de segurança, todos os inversores possuem um sistema anti-ilhamento, que interrompe o fornecimento de energia ao sistema sempre que houver a interrupção do fornecimento de energia pela rede elétrica da concessionária. Esse recurso é obrigatório para os inversores on-grid, segundo a norma NBR IEC 62116:2012, pois garante a segurança das pessoas e dos equipamentos.

Numa situação de interrupção do fornecimento de energia elétrica do local onde há a instalação do SFV, o sistema anti-ilhamento entra em ação e interrompe a conexão entre a rede e a usina.

Isso evita que agentes de manutenção da concessionária sofram acidentes caso estejam trabalhando próximo àquele local.

1.3.2.7 Microinversor

É uma categoria de inversor mais compacto e de potência menor, utilizado para conectar de um a quatro módulos fotovoltaicos. São pequenos e instalados acoplados aos módulos fazendo diretamente a conversão da CC em CA.

Em geral, possuem preços mais elevados que os inversores convencionais, onerando o projeto para instalações com potências maiores. Em contrapartida, apresentam desempenho satisfatório para locais com sombreamento.



Microinversor para quatro módulos fotovoltaicos
fonte: Upper Seg

1.3.3 Equipamentos de Proteção

1.3.3.1 Diodo de bloqueio

O diodo de bloqueio promove o desacoplamento da fileira de módulos ou de um módulo individual, na ocorrência de um curto-circuito ou o sombreamento de uma fileira ou de apenas um módulo. São conectados em série com cada string evitando que uma corrente inversa flua no sentido inverso da fileira a ponto de danificar o SFV.

Assim, as fileiras e os módulos restantes poderão continuar a funcionar mesmo em condições anormais de funcionamento.

Embora seja permitida a conexão em módulos ou string, geralmente é mais utilizado string para não onerar o projeto.

Durante a operação do sistema fotovoltaico, os diodos de bloqueio estão diretamente polarizados. Isso permite que a corrente da string flua no sentido correto, evitando o sentido reverso nos módulos.

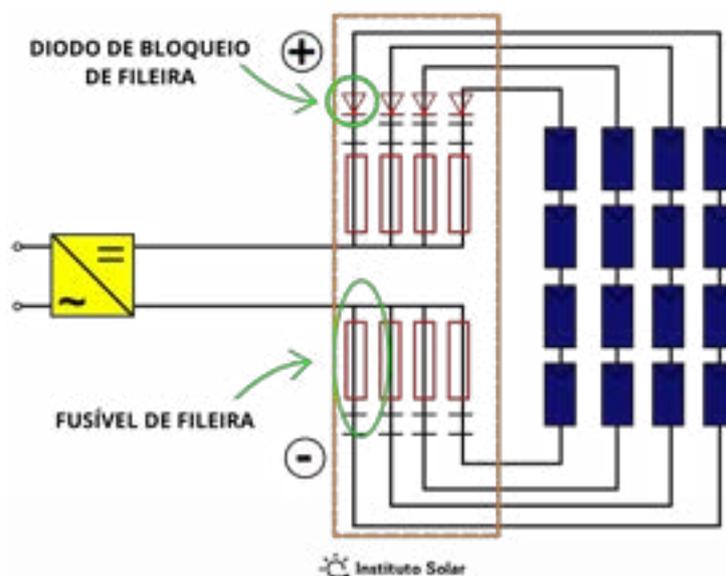
1.3.3.2 Fusíveis de fileira

O objetivo do uso de fusíveis de fileira é proteger os módulos contra a corrente reversa de um conjunto com tensão maior que a tensão de outro conjunto. Ficam instalados dentro da String Box, na saída de cada String, tanto no polo positivo, quanto no negativo.

É indicado que o fusível CC seja do tipo gPV, especial para sistemas fotovoltaicos. Para mais detalhes, a norma IEC 602696 faz as devidas orientações.

A função dos fusíveis de fileira é proteger a integridade elétrica das strings de módulos e devem ser dimensionados considerando a soma de todos os módulos em série. O mesmo pode ser utilizado para substituir o diodo de bloqueio, sendo dois em cada String, um em cada polaridade.

Diodo de bloqueio e fusível de fileira



Simbologia elétrica do Fusível



1.3.3.3 Disjuntor

O disjuntor é um dispositivo de manobra capaz de conduzir, estabelecer e interromper correntes normais e anormais especificadas pelo sistema em determinado ponto operacional.

É capaz de interromper rapidamente a corrente de curto circuito (I_{sc}) e suportar a tensão do circuito em que está instalado com os contatos abertos. Eles podem ser de corrente contínua (CC) ou de corrente alternada (CA).

O disjuntor deve estar presente na instalação para isolar o SFV, durante trabalhos de manutenção ou na ocorrência de alguma falha eventual. Sua função é proteger os cabos, equipamentos e demais componentes nos casos de sobrecorrentes, causadas por um curto-circuito no sistema, sobrecarga ou falha no aterramento. Tem a função de seccionamento automático (em casos de sobrecorrente) ou de forma manual (em casos de manutenção ou desligamento do sistema).

De acordo com a NBR 16690:2019, as sobrecorrentes em um arranjo fotovoltaico podem ser causadas pelas faltas à terra nos condutores do arranjo fotovoltaico ou de correntes de curto-circuito em módulos fotovoltaicos, caixas de junção ou ainda cabeamento dos módulos fotovoltaicos.

Ainda segundo a mesma normativa, para a proteção contra sobrecorrente no circuito em corrente contínua somente podem ser utilizados disjuntores, conforme a especifica a ABNT NBR IEC 60947-2 ou IEC 60898-2. Neste caso, os dispositivos de proteção prescritos na ABNT NBR NM 60898 não podem ser utilizados para operar em corrente contínua, visto que não possuem essa finalidade.

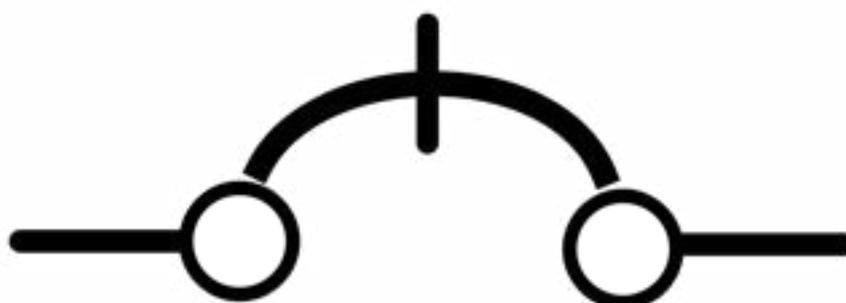
Disjuntor de Corrente Contínua



fonte: Loja do Refrigerista

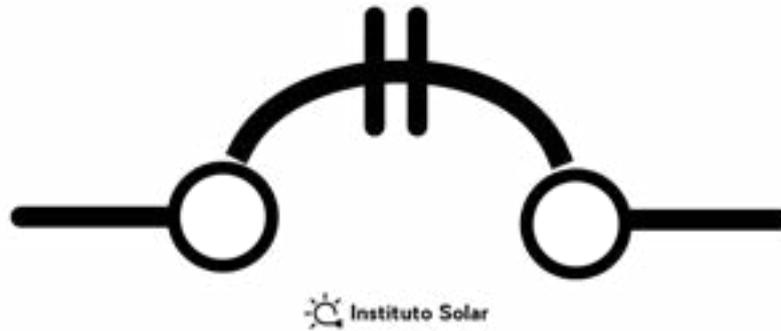
Para realizar o diagrama unifilar do SFV é necessário ter conhecimento sobre a simbologia elétrica dos equipamentos que são instalados. A norma NBR 5444 define essas simbologias , demonstradas a seguir:

Simbologia elétrica do disjuntor monopolar



Instituto Solar

Simbologia elétrica do disjuntor bipolar



Simbologia elétrica do disjuntor tripolar



1.3.3.4 Dispositivos de Proteção contra surtos (DPS ou Varistor)

A função do DPS é desviar a alta corrente proveniente de um surto (descarga atmosférica) para a terra e limitar as sobretensões. Estes surtos são mais comuns do que as pessoas imaginam. Eles ocorrem quase que diariamente em todos os tipos de ambientes, mas, diferente do que se fala, a instalação dos módulos fotovoltaicos em telhados não aumenta o risco de uma descarga elétrica direta.

Como os SFV geralmente estão localizados na parte externa de edificações, podem ser submetidos a uma descarga atmosférica direta. O uso de Sistemas de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) é a única maneira de proteger o sistema contra os efeitos de uma descarga promovida por um raio.

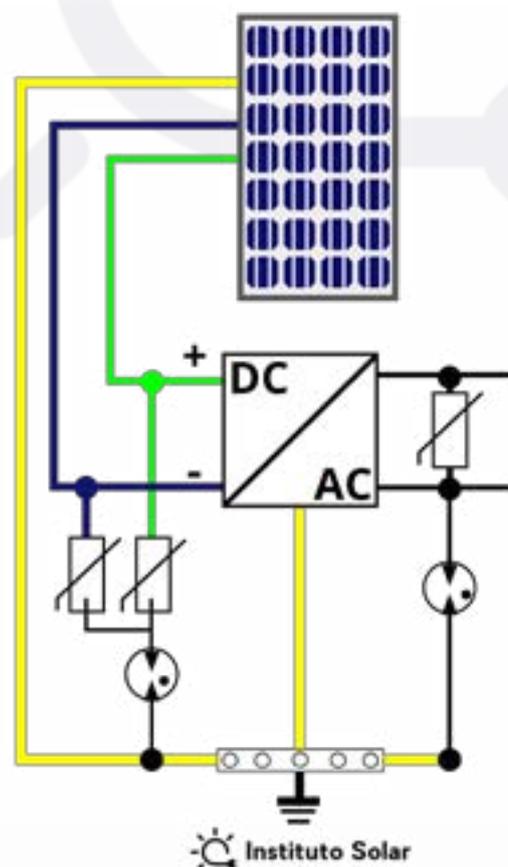
As sobretensões em sistemas fotovoltaicos não decorrem apenas de agentes atmosféricos; é preciso considerar as que são causadas pela mudança na rede elétrica, vindas de manobras e/ou perturbações na rede. Esses surtos são prejudiciais tanto para os inversores quanto para os módulos fotovoltaicos.

Os efeitos indiretos de descargas atmosféricas podem ser atenuados pela adequada utilização dos dispositivos de proteção contra surtos (DPS). Estes ocorrem quando uma descarga atmosférica acontece nas proximidades de uma estrutura em que a indução eletromagnética gera uma sobretensão nos condutores, gerando grande perigo para pessoas e equipamentos.

Os dispositivos de proteção de surtos (DPS) são necessários nos lados CC e CA do sistema fotovoltaico. Sua configuração de instalação, geralmente, é sugerida nos manuais de instalação dos inversores atuais.

Além disso, para garantir uma perfeita proteção dos módulos e inversores, em uma edificação sem Sistema de Proteção de Descarga Atmosférica e com saída monofásica de um inversor, é importante observar as normas do país de origem da instalação que, no Brasil são as normativas NBR 5410 e NBR 16690.

Dispositivo de Proteção de Surtos em SFV



1.3.4 Sistemas de Aterramento

Aterramento é a ligação intencional de estruturas ou instalações com a terra que visa proporcionar um caminho preferencial às correntes elétricas indesejáveis de surto, falta ou fuga, de forma a evitar riscos às pessoas e aos equipamentos. O aterramento está presente na ABNT NBR 5410/2008.

O sistema de aterramento é necessário para garantir o funcionamento e a segurança do gerador de energia fotovoltaico. O mesmo deve ser realizado para os componentes listados a seguir, respeitando as normas vigentes.

- Módulos fotovoltaicos;
- Estruturas de fixação;
- String Box (DPS);
- Inversor;
- Quadro de distribuição;
- Quadro de medição.

Lembrando que os elementos que podem conter na String Box são:

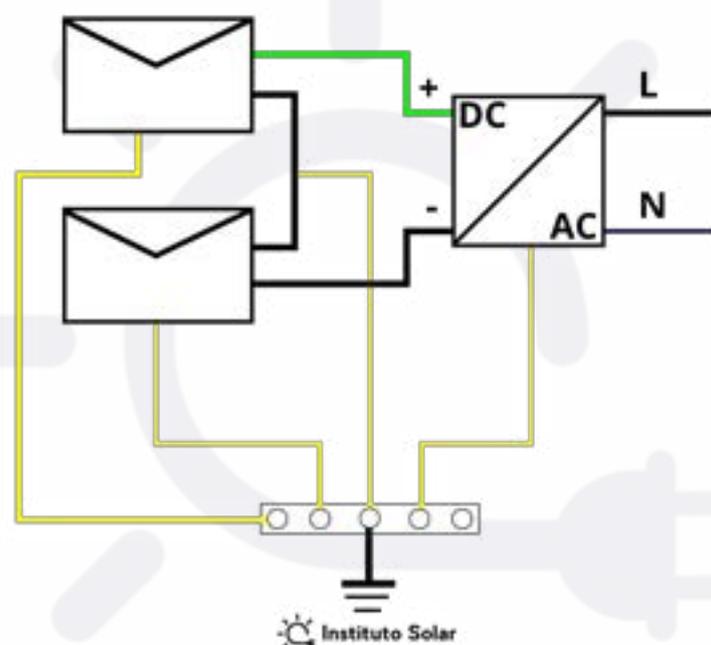
- DPS
- Fusível
- Disjuntor
- Cabos CC
- Chave seccionadora

Os DPS e os sistemas de aterramento não são itens obrigatórios para a conexão junto à concessionária, mas são itens de segurança importantes para evitar acidentes e danos de equipamentos no uso do Sistema Fotovoltaico Conectados à Rede (SFCR).

Para plantas fotovoltaicas em nível de Microgeração, considera-se que sistemas de aterramentos tem como finalidade escoar correntes indesejadas provenientes, por exemplo, dos inversores e módulos, através das carcaças desses componentes ou até mesmo nas estruturas metálicas de fixação dos módulos.

Recomenda-se, também, o aterramento das estruturas de alumínio de fixação dos módulos fotovoltaicos ao circuito de proteção.

Sistema com aterramento



É necessário fazer o aterramento de proteção dos equipamentos da conexão da carcaça dos módulos, de forma que seja permitida a equipotencialização de todos os corpos condutores da instalação.

1.3.5 Conectores e cabos

Os cabos elétricos empregados nos módulos e nas instalações fotovoltaicas, em geral, devem ter características especiais, próprias para as aplicações nesse segmento. Esses cabos, geralmente, são fornecidos pelos fabricantes com os módulos.

Os sistemas fotovoltaicos geralmente trabalham com tensões de corrente contínua mais elevadas que as tensões de corrente alternada encontradas nas instalações elétricas convencionais, principalmente nos SFV conectados à rede elétrica.

Além disso, os cabos normalmente ficam sujeitos à intempéries e à radiação solar excessiva, o que exige cabos elétricos com características específicas para evitar ressecamento e deterioração acelerada.

Na prática, a conexão de módulos em série é feita com os conectores que já são fornecidos com os módulos, bastando fazer a ligação do terminal positivo de um módulo ao terminal negativo do outro.

Na prática, a conexão de módulos em série é feita com os conectores que já são fornecidos com os módulos, bastando fazer a ligação do terminal positivo de um módulo ao terminal negativo do outro.

As conexões em paralelo são feitas com conectores auxiliares ou com caixas de strings (Strings boxes) ou, ainda, internamente ao inversor, que serão apresentadas posteriormente.

As figuras a seguir ilustram os conectores específicos para sistemas fotovoltaicos encontrados no mercado. Com IP67, os conectores MC3 e MC4 foram desenvolvidos especialmente para aplicações fotovoltaicas e tornaram-se padrões mundiais.

Os conectores da família MC3 tendem a sair do mercado por não possuírem um sistema de travamento que impeça a interrupção acidental das conexões elétricas.



Esquerda: Conector macho. Direita: Conector fêmea
fonte: Mercado Livre



Esquerda: Conector para ligação paralela com uma conexão fêmea e duas conexões machos. Direita: Conector para ligação paralela com duas conexões fêmeas e uma conexão macho.
fonte: Mercado Livre

Na NBR 16690 também são descritos os requisitos mínimos para os conectores utilizados em um arranjo fotovoltaico. São eles:

- ser apropriado para uso em corrente contínua;
- ter tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo fotovoltaico;
- oferecer proteção contra o contato com partes vivas em estado conectado e desconectado (por exemplo, encapsulados);

- ter corrente nominal igual ou superior à capacidade de condução de corrente para o circuito no qual estão instalados;
 - ser capaz de abrigar o condutor (com seus respectivos isolamento e revestimento) utilizado no circuito no qual estão instalados;
 - ser dimensionado para a temperatura do local de instalação;
- estar em cumprimento com a Classe II para sistemas operando acima das tensões DVC-A;
- em caso de exposição ao meio ambiente, ser dimensionados para uso ao tempo, resistente à radiação UV e ter índice de proteção (IP) adequado para o local de instalação;
 - ser instalado de maneira que minimize os esforços mecânicos sobre os conectores;
 - plugues e tomadas, normalmente utilizados para a conexão de equipamentos domésticos de baixa tensão em corrente alternada, não podem ser utilizados em arranjos fotovoltaicos.

Já em relação aos cabos, a NBR 16690:2019 descreve três tipos:

- cabo da série fotovoltaica

Cabo que interliga os módulos fotovoltaicos em uma série fotovoltaica, ou que conecta a série fotovoltaica a uma caixa de junção

- cabo do arranjo fotovoltaico

Cabo de saída de um arranjo fotovoltaico que transporta a corrente de saída total do arranjo fotovoltaico

- cabo do subarranjo fotovoltaico

Cabo de saída de um subarranjo fotovoltaico que transporta a corrente de saída total do subarranjo ao qual está associado

Segundo a NBR 16690:2019, os cabos utilizados nas séries fotovoltaicas, nos subarranjos fotovoltaicos e nos arranjos fotovoltaicos devem atender aos requisitos da ABNT NBR 16612.

Ademais, na norma na seção 6.2.3 é dito que os cabos do subarranjo fotovoltaico ou do arranjo fotovoltaico podem ser construídos conforme a ABNT NBR 7286 ou ABNT NBR 7287 e instalados conforme as regras de instalação previstas na ABNT NBR 5410, observando a necessidade de resistência à radiação UV.

A NBR 16690 também especifica que os condutores das séries fotovoltaicas devem ser flexíveis na classe 5 da ABNT NBR NM 280, de forma a permitir a movimentação ocasionada pelo vento e a dilatação térmica dos arranjos e módulos fotovoltaicos.

1.3.6 String Box

A String Box é a caixa que recebe e conecta todas as proteções da CC do SFV, fazendo a interface entre os módulos, o inversor e o quadro geral da residência, protegendo o lado CC. É dentro da String Box que é realizado o seccionamento dos condutores, criando isolamento elétrico entre os módulos fotovoltaicos e o inversor.

A string box, em tradução literal, é a caixa das string. Quando se constrói um sistema fotovoltaico, os módulos são primeiramente ligados em série, formando as strings, para proporcionar a tensão de trabalho adequada ao inversor.

Para aumentar a potência do sistema, acrescentam-se strings em paralelo, formando um conjunto fotovoltaico com várias strings, sendo indicado a utilização apenas de módulos do mesmo modelo e fabricante.

Os inversores comerciais possuem um número limitado de entradas para strings. Se estiverem instalados próximos aos módulos, é possível que sejam conectados diretamente com os seus próprios terminais MC4 de fábrica. Normalmente, as distâncias são maiores, sendo necessário confeccionar ou adquirir cabos de extensão com conectores MC4 macho e fêmea nas extremidades para, então, realizar a conexão dos strings ao inversor.

String Box



fonte: Edeltec Solar

String Box



fonte: BlueSol

1.4 Resolução Normativa 482/2012

A Resolução Normativa 482 foi o marco regulamentário que, em 2012, estabeleceu as condições gerais para o acesso dos sistemas de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição das concessionárias de energia no ano de 2012.

Em 2015 a resolução sofreu algumas alterações constituindo a Resolução 687/2015 da ANEEL, atual norma vigente no setor de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil.

Em complementação às normas brasileiras, existem procedimentos técnicos elaborados pelas companhias de eletricidade, que mostram os critérios de aceitação e os cuidados técnicos que a serem tomados pelos usuários que desejam conectar um sistema próprio de geração à rede da concessionária de eletricidade.

Conhecer as normas e as peculiaridades de cada concessionária é necessário para quem atua ativamente no setor de Energia Solar Fotovoltaico.

O Módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) dispõe sobre as normas e manuais de referência técnica de projeto da concessionária de energia local.

A primeira regulamentação acerca da geração fotovoltaica conectada à rede de distribuição de baixa tensão foi a publicação da norma ABNT NBR IEC 62116, intitulada “Procedimentos de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica”.

Outras referências muito importantes para o setor estão listadas abaixo:

- **NBR 5410:2004** – Instalações elétricas de baixa tensão

- **NBR 5419:2015** – Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas (Parte 1, 2, 3 e 4)
- **NBR 16149:2013** – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- **NBR 16150:2013** – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimentos de ensaio de conformidade
- **NBR 16274:2014** – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho
- **NBR 16690:2019** – Instalações elétrica de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto
- **NBR 16612:2020** – Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C entre condutores – Requisitos de desempenho
- **NR 10** – Segurança em instalações e serviços em eletricidade
- **NR 35** – Trabalho em altura

Citaremos adiante os conceitos e aplicações mais importantes da REN 482/2012. No entanto, para que haja um entendimento mais completo, é essencial sua leitura na íntegra.

Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio. As unidades consumidoras (UC's) devem estar localizadas numa mesma propriedade contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Física ou Jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

A norma deixa claro que os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente responsabilidade financeira da distribuidora, exceto para o caso de geração compartilhada.

Quanto ao sistema de compensação de energia elétrica, a norma o define como o sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa por um prazo de 60 meses.

No faturamento da unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A.

Apotência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada.

A distribuidora é a responsável técnica e financeira pelo sistema de medição para microgeração distribuída, de acordo com as especificações técnicas do PRODIST. Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

Agora, dados todos esses conceitos, faça uma análise do seu conhecimento adquirido até aqui, responda as perguntas e teste agora o que aprendeu sobre SFV.

Teste Agora Seus Conhecimentos

1. Qual é a função do inversor no sistema SFV?
2. Com o aumento da temperatura para 65°C , determine a variação da tensão, corrente elétrica e potência.
3. O que é String Box?
4. Qual a diferença entre célula, módulo e painel fotovoltaico?
5. O que é a corrente reversa do módulo?
6. O que é a tensão de circuito aberto?
7. Qual a diferença entre autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras?
8. Cite as diferenças entre inversor e microinversor.

Dica: é permitido consultar o livro.

LEVANTAMENTO DAS CARACTERISTICAS DO LOCAL DA INSTALAÇÃO

2. LEVANTAMENTO DAS CARACTERÍSTICAS DO LOCAL DA INSTALAÇÃO

Para realizar a instalação de um Sistema Solar Fotovoltaico é necessário conhecer bem o local onde os módulos serão fixados. A visita técnica se torna necessária, portanto, para coletar os dados que não eram conhecidos no projeto preliminar.

Essa é a ocasião em que há a oportunidade de se obter o máximo de informações possível sobre o local da instalação, sendo indicado elaborar um checklist dos equipamentos e formulário de vistoria padrão, a fim de que nenhum dado seja ignorado e não haja necessidade de uma nova visita por falta de atenção ou despreparo da equipe, ocasionando a perda de tempo pelo deslocamento dos membros.

Geralmente é durante a visita técnica que ocorre um primeiro contato físico com o cliente e é natural que ele tenha diversas dúvidas. Esta é a oportunidade ideal de saná-las para passar maior credibilidade, estreitar as relações e verificar o real interesse do cliente no projeto. Ao mesmo tempo, é preciso manter o foco para fazer toda a vistoria necessária, o que requer tempo e atenção.

Dividimos a visita técnica em quatro etapas para facilitar sua execução e entendimento:

Etapa 1: Documentação da vistoria

Etapa 2: Informações gerais

Etapa 3: Estrutural e Mecânica

Etapa 4: Informações elétricas

Lembrando que, na posição de responsável pelo projeto e pela vistoria, você precisa ser capaz de identificar quaisquer problemas potenciais e futuros que a equipe de instalação poderá ter com a chegada dos equipamentos.

Não se esqueça de:

- Documentar toda a vistoria com fotos;
- Coletar informações básicas;
- Coletar informações gerais do local;
- Coletar informação estrutural e mecânica;
- Coletar informações elétricas;
- Coletar todas as informações possíveis.

2.1 Documentação da Vistoria

A visita técnica deve ser documentada com fotos, vídeos e o Formulário de Vistoria Padrão. A empresa ou o profissional precisa desenvolver um formulário padronizado para todas as visitas com as perguntas e análises necessárias para realização do projeto, sendo um item primordial. Isso facilitará a coleta de dados de modo que nenhuma informação se perca ou passe despercebida. Além disso, padronizará o atendimento, as informações e otimizará o tempo e a organização dos dados dos clientes.

O checklist dos equipamentos necessários para a visita técnica é outra questão importante. Antes de ir à campo, verifique se todos estão à sua disposição para realização da visita.

Listamos a seguir os equipamentos essenciais e mais indicados para você, projetista, levar in loco, mas fica a critério pessoal.

Smartphone, câmera digital e drones;
Fita métrica ou trena;
Medidor de ângulo (inclinômetro);
Calculadora;
Lanterna;
Ferramenta de análise de sombreamento;
Chave de fenda;
Multímetro digital;
Escada;
Óculos de segurança.

Para finalizar a preparação da visita, além do formulário padronizado e do checklist, é importante que você analise detalhes e características do local antes de ir à campo, seja no Google Maps ou no Google Earth, tais como acesso, tipo de telhado, terreno, orientação e informações prévias, a fim de que não haja nenhum contratempo nesse sentido.

Agora, vamos esclarecer como cada equipamento do checklist será utilizado, começando pelo Smartphone e a câmera digital que são utilizados para o registro com fotos e vídeos do local onde será instalado o projeto. É indicado que sejam realizados diversos registros e que não fique pendente nenhuma informação.

A seguir estão listadas as principais áreas que devem ser contempladas nos registros do local da instalação:

- Fotos das conexões elétricas já existentes (disjuntores, quadro de energia e padrão de entrada);
- Fotografia dos obstáculos na área, como antenas, chaminés, árvores e prédios no arredores que causa sombreamento;
- Registro da situação do telhado (telhas e madeiras);
- Imagens da área na qual os módulos serão instalados;
- Registro do local para os instaladores hastearem os painéis.

Telhado cerâmico antigo



fonte: Coberturas Leves

É indicado que esses registros sejam feitos de vários ângulos para que se tenha melhor entendimento do local da instalação, assim como também é importante que se faça esse lançamento no banco de dados da empresa, caso haja necessidade de averiguação e problemas futuros.

Acesso pelo sótão



fonte: CW Soluções em Limpeza

Os vídeos são indicados para verificar alguma área que não foi registrada com exatidão pelas fotografias ou para explicitar algo que o vistoriador considerou importante na ocasião da visita, uma vez que o responsável pela vistoria não necessariamente foi o projetista.

Todos esses dados são importantes para realizar o projeto executivo e arquivamento na empresa. Como já dito anteriormente, é necessário realizar registro de todos os detalhes e de vários ângulos, pois é comum que dúvidas e demais pormenores passem despercebidos, sendo esta a forma mais rápida e ágil de serem consultados.

Além das observações citadas anteriormente, o Smartphone pode ser usado para identificar características geográficas do local, tais como:

- Geometria da área de instalação dos módulos;
- Orientação geografia do telhado;
- Inclinação do plano de instalação.

Orientação e inclinação do telhado



fonte: Telhas Candelaria

Essas informações estruturam uma parte importante da base conceitual do projeto executivo. A medição do ângulo e a orientação geográfica podem ser realizadas através de um aplicativo de Smartphone ou do Inclômetro, sendo que o aplicativo é o mais utilizado por questões práticas e econômicas.

A fita métrica é utilizada para medir a área total e útil do telhado. A chave de fenda e o kit são para abrir algum quadro elétrico para averiguar as instalações que ali foram feitas. Os demais itens facilitam o acesso, tais como lanterna e escada (caso o cliente já tenha, não é necessário levá-la e o responsável pela visita economiza espaço).

2.2 Informações gerais (sombreamento, ângulo, direção)

No ato da visita, um olhar clínico é fundamental para o mapeamento do local. Nesse tópico serão abordadas informações mais gerais no que tange à visita técnica e o que precisa ser observado para identificar a viabilidade ou não da instalação do Sistema Solar Fotovoltaico.

Todos serão melhor explicados adiante mas, resumidamente, esses são os principais itens a serem analisados neste tópico de “Informações Gerais”:

- Acesso ao telhado;
- Situação do forro e/ou sótão;
- Regulação da prefeitura e condomínios;
- Burocracia junto à concessionária (documentação e prazos);
- Sombreamentos.

A restrição do acesso ao telhado é um fator importante, por isso revela-se indispensável a análise da situação do forro e do sótão, a fim de prevenir um possível contratempo. Importante registrar com fotos para que os instaladores tenham uma noção prévia do local de ingresso.

Algumas cidades tem um projeto arquitetônico padronizado ou áreas que pertencem a um patrimônio histórico cultural em determinadas ruas ou zonas, o que pode ocasionar o impedimento da instalação de um SFV. Nesses casos, torna-se necessário verificar na prefeitura a viabilidade da área ou a existência de alguma restrição para a instalação do sistema fotovoltaico. Assim, ao trabalhar com condomínios, é indicado essa mesma prevenção, verificando o estatuto do condomínio logo no início da negociação para evitar transtornos posteriores.

Em relação à distribuidora de energia elétrica local, é imprescindível averiguar suas exigências para a submissão de projetos fotovoltaicos, os meios para solicitar acesso à rede e a documentação necessária. Além disso, tomar conhecimento do prazo médio que a concessionária dispõe para realização dos procedimentos padrões e calcular a estimativa da entrega do projeto final para o cliente.

Um problema recorrente, observado nos projetos atuais, é o sombreamento, e a ele deve ser dada atenção especial. Embora exista software específico para calcular essa perda, a visita pode diagnosticar a viabilidade ou não da implantação do projeto, por meio da observação da presença de prédios, árvores e obstáculos no próprio telhado.

É necessário esclarecer para o cliente que, após a visita técnica, o orçamento pode aumentar, já que as perdas por sombreamento podem reduzir a produção, fazendo-se necessário aumentar o tamanho do sistema para suprir o consumo do cliente. Isso precisa ser devidamente explicado, para que ele averigüe suas condições de dar ou não prosseguimento ao projeto.

Existem diversos tipos de sombreamento. Um deles é o temporário, causado por folha, neve, dejeto de pássaros, fuligem (área industrial) e sujeira em geral.

Esse tipo de sujidade também reduz a produção, sendo um dos indicadores que determina a periodicidade da limpeza do sistema. Ou seja, quanto mais sujo estiver o telhado na visita técnica, maior será a deposição de sujeira nos módulos fotovoltaicos, necessitando uma manutenção em intervalos mais curtos de tempo.

O sombreamento em consequência da localização compreende todo o espaço coberto por prédios vizinhos e árvores que podem gerar sombras no sistema fotovoltaico.

As sombras oriundas do próprio edifício (sombras constantes) devem ser consideradas de modo especial, como às chaminés, antenas, para-raios, antenas de satélite, saliências do telhado e da fachada e ressaltos da estrutura do prédio, analisando a possibilidade de deslocar o gerador fotovoltaico ou o objeto.

Caso não seja possível o deslocamento dos obstáculos ou dos módulos, é possível que isso seja amenizado na fase de projeto, ou seja, no arranjo dos módulos e na disposição no telhado. Um caso semelhante pode ocorrer no sombreamento temporário (quando a chuva retira os dejetos, deixando-os na parte de baixo do painel).

Residência com chaminé



fonte: Chauffage

Os cabos aéreos que passam por cima do prédio também podem ter efeito particularmente negativo, projetando sombras que se movem constantemente.

Nas estruturas em solo e laje, deve-se estar atento ao sombreamento dos próprios painéis. Visto que a garantia do projeto é de 25 anos, ao analisar as áreas ao redor, é importante levar em consideração a possibilidade de futuras construções e reformas, bem como o crescimento das árvores.

2.3 Estrutural e Mecânica

As informações estruturais e mecânicas estão relacionadas com o formato, as dimensões e a verificação do estado de conservação do telhado disponível. Esses fatores estão diretamente ligados aos elementos estruturais do local da instalação, podendo ocasionar sérios problemas mecânicos.

As principais análises nesse sentido são:

- Medição da área total e útil;
- Estrutura do telhado;
- Tempo de vida do telhado;
- O tipo de telhado.

Quanto ao formato e dimensão da estrutura na qual o sistema será instalado, é necessário realizar a medição do telhado com equipamento apropriado, a fim de averiguar se a área útil é suficiente para atender a potência solicitada pelo cliente, levando em consideração chaminés, antenas e parabólicas que, além de ocuparem espaço, ocasionam sombreamento.

É indicado que haja espaço suficiente para acomodar todos os painéis solares, considerando sobra de 1 (um) metro para dentro em todos os lados devido às rajadas de vento, não sendo indicado, de forma alguma, que os módulos excedam o limite da área.

Lembrando que a área total do telhado não é a mesma que a área útil para a instalação do SFV; isso deve ser observado com atenção. A área do telhado deve ser medida com base na sua orientação. Essa análise é importante porque pode tornar o local inapropriado para a instalação, sendo necessário buscar outra região (caso o cliente tenha) mais atrativa para o projeto.

Em relação ao telhado, algumas observações são importantes, principalmente quanto à verificação da condição da madeira e da cobertura, pois são análises indispensáveis para constatar se a estrutura suporta a sobrecarga e a perfuração causadas durante a instalação do sistema.

No momento da fixação dos módulos, os instaladores caminharão sobre a telha. Esse movimento pode ocasionar a quebra de algumas, sendo aconselhável que o cliente tenha reservas do material. Embora exista rampa apropriada para andar sobre as telhas (rampas de alumínio), não são todas as empresas que as possui, pois é um item de custo elevado.

No caso da instalação em laje ou em solo, é advertido averiguar qual a espessura da laje para realizar a perfuração, embora o indicado seja construir uma estrutura de fixação em concreto ou tijolo de ancoragem independente, para não ocasionar a perfuração da base da estrutura já existente e evitar problemas mecânicos no local.

2.4 Informações Elétricas

As informações elétricas serão coletadas na fase de levantamento de dados. No Quadro de Distribuição Geral é necessário verificar as suas especificações, a seção dos cabos e a quantidade de circuitos, bem como o painel secundário e a situação do barramento.

Quanto à corrente do disjuntor principal, é preciso analisar se realmente protege o painel e se a sua classificação é indicada para o sistema e se há espaço no painel elétrico principal.

Outro fator a ser analisado na visita técnica quanto à instalação das strings e dos inversores, é o local onde esses dispositivos devem ser instalados. A dica é averiguar o grau de proteção IP contido no manual de instalação.

No entanto, recomenda-se que estejam potencialmente protegidos da chuva e de outros fatores naturais, sendo indicado um local seco, arejado, limpo e longe de infiltração, além de um ponto estratégico para redução da quantidade de cabeamento e, conseqüentemente, dos gastos.

Diante dos conceitos apresentados nesse tópico, realize agora uma análise do que aprendeu até aqui, responda às seguintes perguntas e teste seus conhecimentos.

Teste Agora Seus Conhecimentos

1. Quais são as Etapas da Visita Técnica?
2. Por que a visita técnica é tão importante para o cliente? Qual a finalidade desta visita?
3. Descreva quais informações deve-se documentar e coletar em um visita técnica.
4. Enumere quais características do local você deve analisar antes a fim de evitar contratemplos no desenvolvimento do projeto.
5. Quais são os tipos de sombreamento?
6. Explique como o sombreamento pode afetar na eficiência do módulo.
7. Reflita sobre a importância de verificar detalhes estruturais e mecânicos. Quais são as principais análises que devem ser realizadas?



DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

3. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

O dimensionamento de um Sistema Solar Fotovoltaico (SFV) será descrito desde a análise do consumo de energia elétrica até a conexão do sistema à rede elétrica.

Para o dimensionamento eficiente de um SFV é imprescindível a realização de pesquisas, estudos, levantamento de dados e tecnologias confiáveis, além da utilização de equipamentos e dispositivos seguros para o desenvolvimento do projeto.

Na realização do dimensionamento de um Sistema Solar Fotovoltaico são considerados os seguintes passos:

- Levantamento do consumo
- Encontrar a localização
- Determinar a irradiação no plano dos painéis
- Descobrir a potência de pico
- Calcular o coeficiente de temperatura
- Calcular as perdas
- Calcular o número de módulos e inversor
- Dimensionar o sistema de proteção

Todos são de singular importância para que o resultado final do projeto esteja de acordo com as especificações técnicas da concessionária, atenda ao objetivo do cliente e supra as configurações elétricas do sistema.

Listaremos, adiante, todos os passos em ordem de execução para facilitar o seu entendimento. Recomendamos que você utilize alguma conta de energia elétrica, ou algum consumo base, para ir acompanhando ativamente as orientações.

3.1 Levantamento do consumo

O primeiro passo no dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede é determinar quanta energia se deseja produzir. Essa é uma escolha do projetista que pode levar em conta diversos critérios.

A energia que se deseja produzir com o sistema fotovoltaico pode ser determinada com base no consumo médio mensal daquele local, a partir de dados obtidos da própria conta de energia. Pode-se desejar suprir parcial ou integralmente a demanda de um determinado consumidor. Para um melhor entendimento, vamos realizar o dimensionamento baseado no consumo médio do cliente para suprir todo o consumo da UC.

Outra maneira de dimensionar o sistema é levar em consideração o espaço disponível para a instalação dos módulos fotovoltaicos. Sabendo o número de módulos e a potência total em kWp, é possível calcular a produção de energia do sistema fotovoltaico. O último critério a ser considerado é o poder aquisitivo; conhecer o limite do investimento que o consumidor deseja realizar para o ser sistema fotovoltaico.

As informações sobre o consumo podem ser extraídas diretamente da conta de energia elétrica, através do histórico dos últimos 12 meses. Quando se tratar de uma residência nova, onde o cliente não tenha esse histórico, o indicado é estimar o consumo dessa UC a partir da quantidade de moradores, classe social e quantidade de equipamentos do local disponível no projeto elétrico. Muitas vezes, é possível também estimar o consumo do cliente através da carga instalada e demanda, valores que determinam o tipo de padrão de entrada do cliente em baixa tensão.

Nesse exemplo, vamos considerar um cliente da ENEL Distribuidora, com uma média histórica de 398 kWh.

A partir desse consumo médio mensal é possível definir o valor da energia que os módulos fotovoltaicos devem produzir durante um único dia.

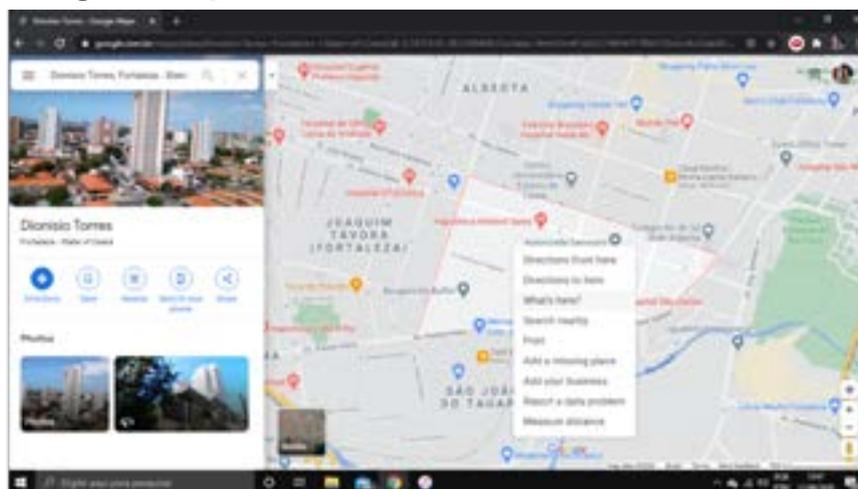
Observação: Durante um dia convencional de verão, o total de horas de sol é doze horas, mas a quantidade de energia solar que deve incidir nos módulos para produção de energia equivalente à potência em laboratório teria que ser igual ou superior a 1.000 W/m² de irradiância com uma baixa temperatura de célula. Esse valor de irradiação pode ser alcançado, aqui no Brasil, durante o período de sol a pino, geralmente entre as 10 horas da manhã até aproximadamente às 15 horas da tarde. Esses valores podem variar de acordo com a região e dependem também da inclinação do módulo.

3.2 Encontrando a localização

A identificação da localização é necessária para coletar a irradiação do local da instalação e definir o potencial solarimétrico da região. Para localizar as coordenadas do local, utilizaremos o Google Maps, essa informação será utilizada no próximo passo.

Busque no Google Maps pelo endereço, bairro ou cidade do cliente. Nesse caso, utilizaremos o bairro Dionísio Torres, localizado na cidade de Fortaleza no estado do Ceará. Clicando com o botão direito sobre o mapa, surgirá uma aba com várias opções. Na “O que há aqui?” é onde o Google mostrará as coordenadas geográficas do local.

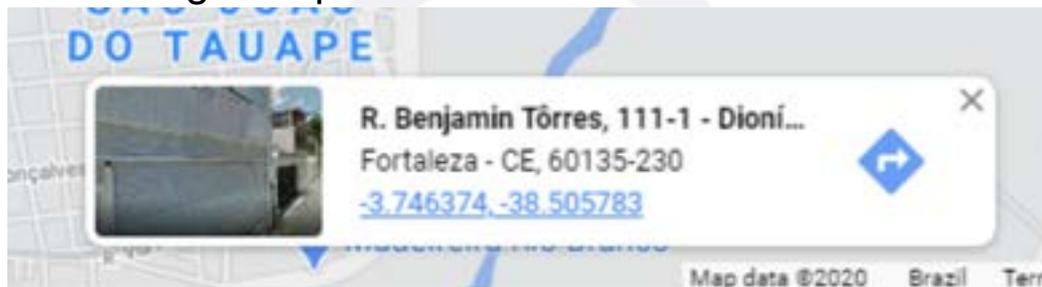
Imagem do Google Maps indicando onde encontrar as coordenadas.



Fonte: Google Maps

A imagem que aparece na sequência demonstra os valores da localização. De forma arredondada: 3,746396 ao Sul e 38,505182 ao Oeste (padrão decimal).

Imagem do Google Maps indicando onde encontrar as coordenadas.



Fonte: Google Maps

Ao clicar nas coordenadas é possível vê-las também em forma de graus, minutos e segundos (padrão DMS). Ambas podem ser utilizadas no próximo passo.

Imagem do Google Maps indicando onde encontrar as coordenadas.



Fonte: Google Maps

Observação: No caso de geração com autoconsumo remoto, atentar para a localização da UC geradora, ou seja, onde o sistema será instalado.

3.3 Determinando a irradiação

Para definir a irradiação solar é utilizado o banco de dados do CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica). Esse banco de dados é confiável e destina-se ao cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional, constituindo numa tentativa do centro de oferecer uma ferramenta de apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

O CRESESB obteve autorização para utilizar os dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar em 2017, produzido a partir de um total de 17 anos de imagens de satélite e com informações de mais de 72.000 pontos em todo o território brasileiro, sendo o mais moderno em informações de irradiação solar no Brasil.

O HSP (Horas de Sol a Pico) é o valor médio de horas de sol pleno, quando a irradiação é constante e igual a 1kW/m^2 . O HSP não precisa ser calculado, basta que você utilize diretamente os valores encontrados no CRESESB.

No site do CRESESB há uma opção na coluna do lado esquerdo de “Potencial Energético” e “Potencial Solar”, mostrado na imagem a seguir.

Indicação do Potencial Solar no site da CRESESB



Fonte: CRESESB

Ao clicar nessas opções, ao final na página estarão as lacunas para inserir as coordenadas geográficas do local que se deseja encontrar o potencial solarimétrico. Vamos utilizar como base as informações essas extraídas no tópico anterior de forma arredondada: latitude: $3,74^\circ$ e longitude: $38,50^\circ$.

Indicação do Potencial Solar no site da CRESESB

The image shows a form for entering geographic coordinates. It has two input fields: 'Latitude' and 'Longitude'. The 'Latitude' field has a dropdown menu set to 'Sul' and a 'Oeste' label next to the 'Longitude' field. Below the input fields, there is a section for 'Formato numérico:' with two radio buttons: 'graus decimais (00,00 °)' (selected) and 'graus, minutos e segundos (00 ° 00'00 ")'. At the bottom of the form, there are two buttons: 'Procurar' and 'Claro'.

Fonte: CRESESB

Preenchendo os espaços e acionando o comando “Buscar”, o sistema é direcionado a uma página com as regiões mais próximas das coordenadas informadas. Todos os dados solarimétricos da localização serão disponibilizado como na figura a seguir.

Indicação do Potencial Solar no site da CRESESB

Latitude: 3.740396 Sul Longitude: 38.505182 Oeste

Formato numérico:
 graus decimais (30,00°)
 graus, minutos e segundos (30° 00'00")

Procurar Claria

Os valores de latitude e longitude devem estar na faixa de 12° Norte a 45° Sul e os valores de longitude entre 30° Oeste e 20° Oeste. Em caso de dúvida, entre em contato conosco.

Sites próximos

Latitude: 3.740396 S Longitude: 38.505182 O

#	Estação	Cidade	Estado	País	Lat	Lon	Distância (km)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Sep	Out	Nov	Dez	Média	Delta
1	Oceano Atlântico	Oceano Atlântico			3.751 S	38.549 O	7,4	5,67	5,83	5,65	4,91	5,29	5,30	5,53	5,93	6,06	6,34	6,43	6,18	6,74	5,54
2	Fortaleza	Fortaleza	CE	BRASIL	3,801 S	38,549 O	7,8	5,75	5,77	5,57	4,88	5,19	5,23	5,45	5,88	6,05	6,30	6,34	6,04	6,60	5,48
3	Oceano Atlântico	Oceano Atlântico			3,751 S	38,449 O	8,0	5,84	5,91	5,68	4,98	5,30	5,42	5,65	5,98	6,11	6,41	6,39	6,20	6,80	5,63

Fonte: CRESESB

Com a imagem acima, podemos fazer a análise de algumas informações importantes. O sistema mostra o banco de dados para três regiões distintas e mais próximas do local de busca, como é possível perceber nas colunas de latitude e longitude. A primeira opção “Oceano Atlântico”, é a mais próxima, com 7km (sempre a primeira opção é a mais próxima); as demais estão com 7,8km e 8km, podendo ser desmarcadas.

A Irradiação Solar Diária Média (kWh/m².dia) é fornecida de Janeiro a Dezembro, sendo de **5,78h/dia**. Para o dimensionamento é utilizada a primeira opção (mais próxima do Oceano Atlântico), bem como a média dos doze meses.

A análise do gráfico anual é feita após desmarcadas as demais opções de localização, a fim de melhorar a visualização, sendo possível notar a variação do HSP no decorrer dos meses, por isso considera-se a média local.

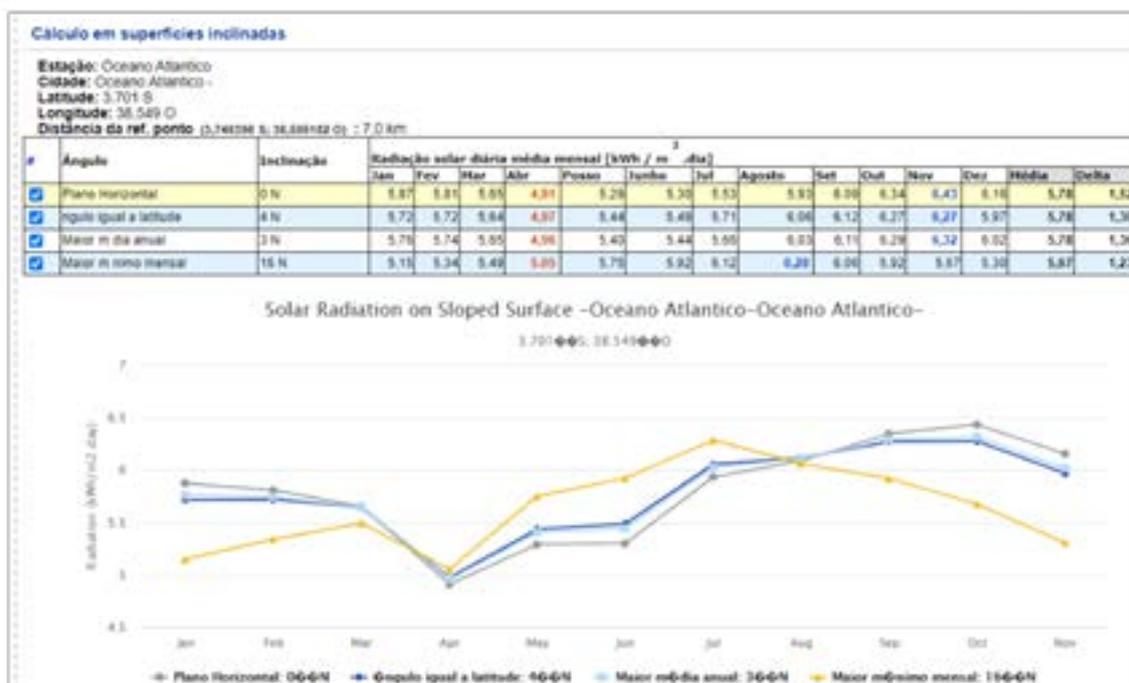
Indicação do Potencial Solar no site da CRESESB



Fonte: CRESESB

Na mesma página, um pouco mais abaixo desse gráfico, encontra-se o índice de irradiância solar a partir do Plano Inclinado. Ou seja, diferente do outro gráfico em “Plano Horizontal”, neste há quatro opções de inclinação para o sistema, sendo indicado utilizar a inclinação que tem o maior potencial (menos conservador) ou menor potencial (mais conservador).

Indicação do Potencial Solar no site da CRESESB



Fonte: CRESESB

Nota-se que o maior HSP é no plano horizontal, com 4°N (igual a latitude) que também é igual a maior média anual de 5,78 kWh/m².dia, como mostra a terceira linha da tabela visualizada na figura. Por fim, a última linha mostra a maior mínima anual com 16°N e 5,67 kWh/m².dia.

Com essas informações é possível identificar na tabela que a inclinação adequada de um módulo fotovoltaico neste local será de 0°N a 4°N, pois é nessa inclinação que há a maior média anual de horas de sol a pico.

Caso o telhado esteja no plano horizontal (sem inclinação) usaremos o valor do “Plano Horizontal” Médio 5,78h/dia. Caso o telhado tenha inclinação de 16°, deve-se utilizar o valor médio de 5,67h/dia.

3.4 Descobrendo a potência de pico

A partir dessa informação de HSP e do consumo médio mensal é possível calcular a potência de pico total do sistema.

Um conceito importante para realizar esse cálculo é **custo de disponibilidade** da concessionária. Para ter acesso à rede da distribuidora é necessário pagar uma taxa mensal, conhecida como custo de disponibilidade. Este também é o custo para manter a rede da distribuidora em funcionamento, manutenção, linhas, etc.

O custo é dividido em três faixas:

- **Monofásico:** é o menor dos custos, com 30 kWh. Compreende imóveis e instalações e utiliza apenas uma fase, por isso é conhecido como monofásico. Normalmente esta conexão se dá em 127V ou 220V, dependendo do estado;
- **Bifásico:** mais comum em residências. São duas fases, ambas de 127v (ou 220V ou 380V, entre fase e neutro) com custo de 50 kWh;
- **Trifásico:** custo mínimo de 100 kWh. Normalmente é encontrado em instalações comerciais e residências maiores. Podem ser comumente de 127V/220V, 220/380V e 380/440V ou outros.

Taxa de Disponibilidade:

monofásica	30 kWh/mês
bifásica	50 kWh/mês
trifásica	100 kWh/mês

Além desse valor da taxa de disponibilidade, o custo de iluminação pública também será considerado na conta de energia elétrica, ou seja, dependendo da instalação o seu custo mínimo varia.

Estes custos devem ser considerados, pois mesmo com 100% de compensação o cliente ainda pagará o custo de disponibilidade e taxas obrigatórias.

ATENÇÃO: Não é possível zerar a conta de energia elétrica da concessionária, pois mesmo com 100% de compensação o cliente ainda pagará o custo de disponibilidade.

Como considerado nesse exemplo, o consumo mensal dessa residência é de 398 kWh/mês com ligação bifásica (informação contida na conta de energia elétrica). Logo, o sistema não precisa gerar o valor da taxa de disponibilidade de 50 kWh, uma vez que a taxa será paga de forma obrigatória.

É importante deixar sempre claro aos clientes que o custo de disponibilidade é a remuneração da concessionária que mantém a rede deles funcionando e, principalmente, que alimenta todos os equipamentos do cliente durante a noite.

Segue as siglas que serão utilizadas nesse tópico para calcular a potência do sistema solar fotovoltaico:

C_{MM} – Consumo médio mês (kwh/mês)

C_{MD} – Consumo médio diário (kWh/dia)

TD – Taxa de disponibilidade (kwh)

HSP – Horas de Sol Pleno (h/dia)

P_{sis} – Potência do sistema (kWp)

η – Eficiência do sistema

$$C_{MM} = 398 - TD$$

$$C_{MM} = 398 - 50 = \mathbf{348 \text{ kWh/mês}}$$

O consumo médio diário (kWh/dia) é feito apenas dividindo o valor de CMM por 30 dias do mês.

$$C_{MD} = 11,60 \text{ kWh/dia}$$

Dessa forma, verificamos que os módulos solares fotovoltaicos devem produzir em um dia uma quantidade de 11,60 kWh/dia. Paralelamente, faça a dimensão com uma conta de energia elétrica à sua disposição.

Por fim, a Potência real do Sistema Solar Fotovoltaico é dada pela seguinte equação:

$$P_{sis} \text{ (kWp)} = E_{dia} / (HSP * \eta)$$

Adaptando as variáveis de acordo o sistema SFV, temos:

$$P_{sis} = C_{MD} / (HSP * \eta)$$

Como já encontrado no tópico 3.3 anterior, o valor de HSP depende da inclinação do telhado. Vamos considerar, nesse caso, a inclinação de 16°N com **5,67 kWh/m².dia**.

Para que seja determinada a eficiência, é preciso que sejam consideradas algumas perdas inerentes aos sistemas (valores estimados), que podem variar de acordo com cada instalação. São os locais com sombreamento, sujeira nos módulos ou falta de manutenção, por exemplo.

- Reflexão - 4%
- Variações na qualidade do módulo – 0,5%
- Sujeira – 2% a 5%
- Sombreamento – 1% a 5%
- Temperatura – 4% a 11%
- Cabos CC – 1% a 2%
- MPP tracker – 0,5%
- Inversor – 2%
- Cabos AC – 1% a 2%

Considerando uma Taxa de Desempenho na média de 70%, nesse caso será considerada a de 80%, visto que na residência não tem sombreamento e as instalações elétricas estão em bom estado. Essa escolha fica a critério do projetista, pois o mesmo pode não considerar suas variações sazonais, como é o caso da sujeira e sombreamento, que podem aumentar ou até mesmo desaparecer, em alguns períodos do ano.

Para a sujeira, é importante observar a inclinação: quanto menor o ângulo, maior deve ser a perda devido ao acúmulo de sujeira.

É importante lembrar também que os módulos fotovoltaicos sofrem uma degradação inerente à tecnologia, com garantia de redução de potência não superior a 15% em 25 anos. No geral, pode-se considerar a redução de geração de energia do cliente como 1% a cada ano.

É necessário que todos os módulos sejam da mesma marca e potência para não haver incompatibilidade, perdas de geração e demais problemas elétricos. O cabeamento, por sua vez, quanto mais perto estiver a geração do inversor, menor serão as perdas.

Assim, a potência do sistema FV poderá, finalmente, ser calculada:

$$P_{\text{sis}} = (11,60 \text{ kWh/dia}) / (5,67 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia} * 0,8)$$

Logo a potência real desse sistema FV será de 2,55 kWp.

Temos, então, a potência do sistema de forma rápida e simples. É com esse valor, 2,55 kWp, que iremos trabalhar. Esse valor de potência é o que realmente será instalado na residência. É a partir dele será definida a quantidade de módulos necessários para suprir a carga da residência e qual o tipo de inversor será utilizado.

3.5 Coeficiente de temperatura

Um conceito que deve ser observado para o dimensionamento de um SFV é o coeficiente de temperatura, visto que afeta diretamente na produção de energia e na escolha do inversor. Será um critério considerado para o dimensionamento, dado sua interferência na tensão, corrente elétrica e potência do sistema.

Quanto mais alta a temperatura, maior será a perda na produção de energia. É por este motivo que, às vezes, a produção em um dado lugar é maior mesmo que a irradiação seja menor. É sempre bom lembrar que a produção de energia de um sistema fotovoltaico está diretamente ligada com irradiação e não ao calor. Quanto mais alta a temperatura, maior será a perda na produção de energia.

O valor da temperatura é obtido no site do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), que define 35°C como a máxima registrada em Fortaleza e a mínima de 19°C.

De acordo com a tabela a seguir, mostrada também no tópico de características térmicas, extraída da folha de dados do painel solar, serão corrigidos os valores de tensão, corrente elétrica e potência a partir das temperaturas do local dessa instalação.

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

Coeficientes da temperatura do Módulo
Fonte: Canadian

A partir desses coeficientes serão calculados os seguintes parâmetros: potência máxima e mínima dos módulos, tensão máxima e mínima em circuito aberto e corrente máxima e mínima em curto circuito,

Na tabela a seguir, apresentada também no tópico sobre Eficiência, o módulo fotovoltaico tem a potência máxima do painel em condições STC, que são as condições de ensaio padrão. As condições ambientais do STC são dadas como 1000W/m² de irradiância, temperatura da célula em 25°C e espectro solar de AM 1.5.

Ou seja, numa temperatura de 25°C sobre o módulo, a potência gerada será de 335W, caso a temperatura seja maior, a potência reduz, caso seja menor, ela aumenta. O que determina essa variação é o coeficiente térmico de potência -0,41%/°C.

Também é importante notar que para irradiâncias menores que 1000W/m², os módulos fotovoltaicos não atingem sua potência de pico. Para irradiâncias maiores que 1000W/m² (que ocorre em vários locais do Brasil), eles podem até superar a sua potência de pico.

ELETRICAL DATA | STC*

CS6U	325M	330M	335M	340M
Nominal Max. Power (Pmax)	325W	330W	335W	340W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.4V	37.5V	37.8V	37.9V
Opt. Operating Current (Imp)	8.69A	8.80A	8.87A	8.97A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.8V	45.9V	46.1V	46.2V
Short Circuit Current (Isc)	9.21A	9.31A	9.41A	9.48A
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%	17.49%
Operating Temperature	-40°C ~ + 85°C			
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1500v (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5W			

Características do Módulo Fotovoltaico
Fonte: Canadian

Para seguirmos os cálculos da potência pico dos módulos corrigida pela temperatura, é importante lembrar que a temperatura do módulo é diferente da ambiente. Para realizar essa estimativa, utilizaremos a seguinte fórmula:

$$T_{MOD} = T_{AMB} + Kt \times G$$

Onde:

T_{MOD} – Temperatura na superfície do módulo ($^{\circ}\text{C}$);

T_{AMB} – Temperatura ambiente do local do módulo ($^{\circ}\text{C}$);

G (W/m^2) – Irradiância incidente sobre o módulo ($1000\text{W}/\text{m}^2$);

Kt – Coeficiente térmico para o módulo ($0,03 \text{ }^{\circ}\text{C}/\text{W}.\text{m}^2$).

A Temperatura ambiente do local (T_{AMB}) é utilizada considerando os extremos, ou seja, o maior valor e o menor valor registrado no banco de dados da sua pesquisa. Para a temperatura máxima na superfície do módulo fotovoltaico será utilizada a máxima temperatura registrada em Fortaleza sendo 35°C .

$$T_{MAX,MOD} = T_{AMB} + 1000 \times 0,03$$

$$T_{MAX,MOD} = 35 + 30$$

$$T_{MAX,MOD} = \mathbf{65^{\circ}\text{C}}$$

Considerando a menor temperatura registrada de 19°C , temos:

$$T_{MIN,MOD} = \mathbf{19^{\circ}\text{C}}$$

Da tabela mostrada anteriormente são extraídas as demais informações, como a tensão de circuito aberto (V_{oc}) de **46,1V** e a corrente de curto-circuito (I_{sc}) de **9,41A**, considerando o módulo de 335 W.

Agora vamos dimensionar a correção da potência desse módulo a partir da máxima do local com o coeficiente de $-0,41\%/^{\circ}\text{C}$.

A equação para a correção da potência máxima está a seguir:

$$P_{\text{MAX}} = P_{\text{MOD}} + [P_{\text{MOD}} \times C_{\text{tp}} \times (25 - T_{\text{MIN,MOD}})]$$

Onde:

P_{MAX} – Potência máxima em uma dada temperatura;

P_{MOD} – Potência do módulo em condições STC;

C_{tp} – Coeficiente de temperatura para potência;

$T_{\text{MIN,MOD}}$ – Temperatura mínima do módulo no local da instalação;

Substituindo os valores, a correção da potência será de:

$$P_{\text{MAX}} = 335 + [335 \times (-0,41/100) \times (25 - 19)]$$

$$P_{\text{MAX}} = 335 + [-8,24] = \mathbf{326,76W}$$

Logo, o módulo terá a sua potência máxima de 326,76W, considerando as perdas por temperatura, nas demais condições ambientais dadas pelo STC. Esse valor é somente para conhecimento do projetista, pois a energia gerada não dependerá dele.

O próximo passo é corrigir a tensão máxima em circuito aberto (VOC) tendo como base a tensão fornecida nas características do módulo, $V_{\text{oc}} = 46,1\text{V}$, e a tensão mínima (VMP), sendo $V_{\text{MP}} = 37,8\text{V}$.

As alterações serão realizadas considerandos os coeficientes de temperatura presentes na Tabela “Temperature Characteristics”, mostrada anteriormente. Assim para tensão máxima em circuito aberto, será usado o coeficiente de temperatura de $V_{\text{oc}} = -0,31\%/^{\circ}\text{C}$. Já a tensão mínima será calculada reduzindo a tensão VMP e utilizando o coeficiente de temperatura de $P_{\text{MAX}} = -0,41\%/^{\circ}\text{C}$.

$$V_{OC,MAX} = V_{OC} \times [1 + C_{tt} \times (T_{MIN,MOD} - 25)]$$

$$V_{MP,MIN} = V_{MP} \times [1 + C_{tt} \times (T_{MAX,MOD} - 25)]$$

Onde:

$V_{OC,MAX}$ – Tensão máxima em uma dada temperatura;

$V_{MP,MIN}$ – Tensão mínima em uma dada temperatura;

$T_{MIN,MOD}$ – Temperatura mínima do módulo no local da instalação;

$T_{MAX,MOD}$ – Temperatura máxima do módulo no local da instalação;

C_{tt} – Coeficiente de temperatura para tensão.

Logo, substituindo as incógnitas, temos o seguinte resultado:

$$V_{OC,MAX} = 46,1 \times [1 + (-0,31/100) \times (19 - 25)] = \mathbf{46,95 \text{ V}}$$

$$V_{MP,MIN} = 37,8 \times [1 + (-0,41/100) \times (65 - 25)] = \mathbf{31,60 \text{ V}}$$

Assim, a tensão máxima de circuito aberto será 46,95 V e a mínima, 31,60V. Nota-se que quanto menor a temperatura, maior é a tensão (mais próxima do valor de circuito aberto). Esses valores são de extrema importância para dimensionamento do tamanho mínimo e máximo da string para cada inversor.

Por fim, será realizada correção da corrente de curto circuito a partir do coeficiente de temperatura (I_{sc}) de 0,053%/°C com a corrente I_{sc} de 9,41A.

Diferente dos outros fatores, esse coeficiente tem um valor positivo, assim a corrente sempre será maior com o aumento da temperatura. No entanto, esse aumento não compensa a queda que a tensão e a potência sofrem.

$$I_{sc,MAX} = I_{sc} \times [1 + C_{tc} \times (T_{MAX,MOD} - 25)]$$

$$I_{sc,MIN} = I_{sc} \times [1 + C_{tc} \times (T_{MIN,MOD} - 25)]$$

Onde:

I_{sc} – Corrente de curto circuito;

I_{sc,MAX} – Corrente elétrica máxima em uma dada temperatura;

I_{sc,MIN} – Corrente elétrica mínima em uma dada temperatura;

T_{MIN,MOD} – Temperatura mínima do módulo no local da instalação;

T_{MAX,MOD} – Temperatura máxima do módulo no local da instalação;

C_{tc} – Coeficiente de temperatura para corrente.

Substituindo os valores, temos:

$$I_{sc,MAX} = 9,41 \times [1 + (0,053/100) \times (65-25)] = \mathbf{9,60 \text{ A}}$$

$$I_{sc,MIN} = 9,41 \times [1 + (0,053/100) \times (19-25)] = \mathbf{9,38 \text{ A}}$$

Importante constatar que, à medida que a temperatura aumenta, a corrente de curto-circuito se eleva. A corrente será de até 9,60A numa temperatura de 65°C, sob os módulos e de 9,38A com 19°C.

Observação: Dependendo da região, é indicado que haja uma ventilação natural no local para reduzir as perdas.

Esses valores corrigidos serão utilizados mais adiante para dimensionar o inversor que tem uma faixa de operação definida para a corrente e a tensão de entrada, não podendo esse valor ser ultrapassado por questões de segurança.

3.6 Perdas

As perdas estão presentes em todos os sistemas elétricos e, no SFV, não é diferente. Portanto, é necessário que essa variável seja dimensionada para estimar o valor aproximado da geração de energia elétrica.

Como já mencionado, as perdas estão presentes na temperatura, nos módulos, no arranjo, no inversor, nas instalações elétricas e nos dispositivos de proteção.

Estão divididas em cinco categorias. A primeira está relacionada à meteorologia e solarimetria onde a inclinação, a orientação, a massa de ar, irradiância, temperatura, a velocidade dos ventos e a umidade do ar são os principais agentes causadores da redução da geração do sistema.

A segunda categoria se refere aos módulos, onde a qualidade do painel, a sujeira, as perdas nos diodos e conexões e o LID (uma degradação inicial ocorrida quando os módulos são expostos à luz solar) configuram ações degradantes do sistema. Outras ações, como LeTID, PID etc. também degradam os painéis ao longo do tempo.

Quanto ao arranjo, o mismatch ocorre quando há incompatibilidade entre as características dos módulos, o que acarreta a perda por descasamento dos módulos.

Os inversores possuem as perdas de erro do MPP, que ocasiona o desvio no MPPT e a conversão de CC para CA. As instalações elétricas e os dispositivos de proteção apresentam perdas ôhmicas nos cabos, tanto no lado CC como CA da instalação.

3.7 Cálculo do módulo e inversor

3.7.1 Quantidade de módulos

A quantidade de módulos é uma das informações mais importantes, visto que define quanto de energia elétrica será gerada.

Com o valor da potência do sistema em Watts e escolhido o modelo do módulo fotovoltaico, é realizado o cálculo da quantidade de módulos que são necessários para suprir a demanda do consumo, que é dado pela equação a seguir:

$$N_{MOD} = P_{sis} / P_M$$

Onde:

N_{MOD} – Quantidade de módulos;

P_{sis} – Potência total do sistema (Wp);

P_{MOD} – Potência do módulo em STC (Wp).

Substituindo, então, o valor da potência do sistema já encontrado e a potência do módulo adotado para esse dimensionamento, temos:

$$N_{MOD} = 2.550 / 335$$

$$N_{MOD} = 7,61 \text{ módulos}$$

Como não é possível essa quantidade de módulos, fica a critério do projetista arredondar para mais ou menos. Nesse caso serão considerados **8 módulos fotovoltaicos**, pois o consumo energético da população cresce a cada dia, sendo mais oportuno gerar um pouco mais.

Além disso, é de extrema importância que a quantidade de módulos FV e potência individual cada módulo leve em consideração o local de instalação no cliente. É necessário que os módulos caibam todos no telhado ou na área em solo do cliente e que o local de instalação não possua fontes de sombreamento, evitando que a geração de energia seja reduzida devido a fatores não previstos.

Muitos orçamentos que o cliente recebe podem possuir dimensionamentos que não levem em conta o espaço de fato disponível no cliente.

3.7.2 Escolha do inversor

O inversor deve ser especificado para uma potência (kW) levemente inferior ou igual à potência dos módulos fotovoltaicos (kWp). Isso garante que a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos sejam aproveitadas quase que integralmente por um inversor de mais baixo custo.

Muitos projetistas pensam que o inversor fotovoltaico deve possuir potência (kW) igual ou superior aos módulos fotovoltaicos (kWp). Isso encarece o inversor e, como a potência dos módulos (kWp) dificilmente é atingida durante o dia, faz com que o sistema não gere muita energia a mais.

O fator de sobrecarga no inversor é dado por:

$$\text{Fator de sobrecarga} = P_{\text{módulos FV (kWp)}} / P_{\text{inversor FV (kW)}}$$

É indicado que o fator de sobrecarga não ultrapasse 1,3. Ou seja, a potência dos módulos FV (kWp) podem ser até 30% maiores que a potência nominal do inversor (kW).

Para esse caso o sistema é de 2,55 kWp, acarretando num inversor com no mínimo 2kW de potência nominal. Será utilizado o modelo de inversor GALVO 2.5-1 com 2,5 kW de potência nominal.

INPUT DATA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1	GALVO 3.1-1
Number of MPP trackers			1		
Max. input current (Idc max)	13.3 A	17.8 A	16.6 A	19.8 A	20.7 A
Max. array short circuit current	20.0 A	26.8 A	24.8 A	29.6 A	31.0 A
DC input voltage range (Udc min - Udc max)	120 - 420 V			165 - 550 V	
Feed-in start voltage (Udc start)	140 V			185 V	
Usable MPP voltage range	120 - 335 V			165 - 440 V	
Number of DC connections			3		
Max. PV generator output (Pdc max)	3.0 kWpeak	4.0 kWpeak	5.0 kWpeak	6.0 kWpeak	6.2 kWpeak

Dados técnicos de entrada do GALVO 2.5-1

Fonte: Fronius

A seguir, serão abordados outros critérios que devem ser levados em consideração para a definição do inversor. A potência é o primeiro fator indicado para nortear na escolha de um equipamento.

É importante notar que os inversores fotovoltaicos possuem potência nominal dada em quilowatts (kW), e nunca em quilowatts-pico (kWp). A notação de quilowatts-pico (kWp) é usada somente para módulos FV, que são testados de acordo com as condições ambientais do STC e, daí, se analisa a potência máxima (pico) que eles geram nessas condições ambientais.

3.7.3 Corrente elétrica da string

A corrente elétrica da string é a máxima corrente de curto-circuito que o módulo pode alcançar. Essa informação é importante para escolher o inversor mais adequado para o sistema.

Para calcular a corrente total da fileira, é considerado o máximo valor que a corrente alcança naquele dado lugar (temperatura máxima).

$$I_{STRING} = I_{T,MAX}$$

Onde:

I_{STRING} – Corrente elétrica da string;

$I_{T,MAX}$ – Corrente elétrica na temperatura máxima.

Assim, de acordo com o valor calculado anteriormente no tópico 3.5 de coeficiente de temperatura, temos:

$$I_{T,MAX} = 9,60A = I_{STRING}$$

3.7.4 Tensão da string

A tensão da string é importante para verificar se o inversor escolhido atende a quantidade de módulos instalados. Na tabela do datasheet do inversor GALVO 2.5-1 o range é de 165V – 550V.

A tensão da string mínima é dada por:

$$V_{\text{STRING,MIN}} = N_{\text{MOD}} \times V_{\text{MP,MIN}}$$

Onde:

N_{MOD} – Número de módulos da string;

$V_{\text{STRING,MIN}}$ – Tensão da string mínima (V);

$V_{\text{MP,MIN}}$ – Tensão de circuito aberto na temperatura máxima (V).

Dessa forma, a tensão da string mínima será:

$$V_{\text{STRING,MIN}} = 8 \times 31,60 \text{ V}$$

$$V_{\text{STRING,MIN}} = \mathbf{252,8V}$$

Já a tensão de string máxima será:

$$V_{\text{STRING,MAX}} = N_{\text{MOD}} \times V_{\text{OC,MAX}}$$

Onde:

N_{MOD} – Número de módulos da string;

$V_{\text{STRING,MAX}}$ – Tensão da string máxima (V);

$V_{\text{OC,MAX}}$ – Tensão máxima de circuito aberto na temperatura mínima (V).

Dessa forma, a tensão da string máxima será:

$$V_{\text{STRING,MAX}} = 8 \times 46,95 \text{ V}$$

$$V_{\text{STRING, MAX}} = \mathbf{375,6 \text{ V}}$$

É considerado o valor da tensão máxima de circuito aberto, ou seja, quando a temperatura é mínima. Lembrando que todos esses cálculos de tensão e corrente corrigidos foram realizados com o coeficiente de temperatura nas condições locais da instalação.

Nota-se que a tensão da string está dentro da faixa de operação de segurança do inversor, constatando que o mesmo suprirá com segurança a tensão dos módulos.

Caso a tensão $V_{\text{STRING, MAX}}$ fosse maior que a tensão máxima de entrada do inversor, seria necessário diminuir o número de módulos por string até que a tensão máxima de entrada do inversor fosse respeitada, conforme a seção a seguir.

3.7.5 Tensão mínima e máxima do inversor

Como visto, o inversor tem um range de tensão operacional que deve ser levado em consideração no dimensionamento, sendo a tensão mínima de 165V e a máxima de 550V para o inversor desse sistema.

Nessas condições, será dimensionada a quantidade mínima e máxima de módulos por string que o inversor sustenta por segurança.

$$N_{\text{MOD,MIN}} = V_{\text{MIN,INV}} / V_{\text{MP,MIN}}$$

Onde:

$N_{MOD,MIN}$ – Número de módulos mínimos definindo pela tensão do inversor;

$V_{MIN,INV}$ – Tensão mínima operacional do inversor (V);

$V_{MP,MIN}$ – Tensão de máxima potência (operação) na temperatura máxima (V).

Dessa forma, substituindo os valores correspondentes, temos:

$$N_{MOD,MIN} = 165 / 31,60$$

$$N_{MOD,MIN} = \mathbf{5,22 \text{ módulos}}$$

A quantidade mínima de módulos fotovoltaicos para que o inversor opere é de 5 módulos, caso seja instalado uma quantidade menor que quatro módulos, o inversor não opera.

$$N_{MOD,MAX} = V_{MAX,INV} / V_{OC,MAX}$$

Onde:

$N_{MOD,MAX}$ – Número de módulos máximos definido pela tensão do inversor;

$V_{MAX,INV}$ – Tensão máxima operacional do inversor (V);

$V_{OC,MAX}$ – Tensão máxima de circuito aberto na temperatura mínima (V).

Logo, substituindo os valores correspondentes, temos:

$$N_{MOD,MAX} = 550 / 46,95$$

$$N_{MOD,MAX} = \mathbf{11,71 \text{ módulos}}$$

A quantidade máxima de módulos fotovoltaicos é de 11,71 módulos. Caso seja adicionado mais de **11 módulos**, o inversor não suporta. Como serão instalados 8 módulos, só pode ser adicionado mais três a uma string.

3.7.6 Quantidade máxima de módulos

No tópico anterior foram calculadas as quantidades mínima e máxima de módulos em série, usando como fator o range de tensão do inversor. No entanto, tem outro fator que também limita a quantidade de módulos: potência do inversor.

$$N_{MOD,MAX} = P_{MAX,INV} / P_{MAX,MOD}$$

Onde:

$N_{MOD,MAX}$ – Número de módulos máximos definido pela potência do inversor;

$P_{MAX,INV}$ – Potência máxima do inversor (W);

$P_{MAX,MOD}$ – Potência máxima do módulo (W).

A $P_{MAX,INV}$ é definida no datasheet no inversor deste dimensionamento como **100% da potência nominal**, ou seja, 5000 kW. Lembrando que o inversor utilizado é de 2,5 kW, ou 2500 W. Enquanto a $P_{MAX,MOD}$ é a potência do módulo na sua temperatura mínima. Ressalta-se que essa porcentagem varia de fabricante para fabricante, portanto é essencial a verificação dos dados no datasheet.

$$N_{MOD,MAX} = [(1 \times 2500) + 2500] / 343,24$$

$$N_{MOD,MAX} = 14,56 \text{ módulos}$$

A quantidade máxima de módulos que devem ser conectados no inversor é de 14 módulos. Nota-se que pelo critério da tensão do inversor o limite seria de 11 módulos. No entanto, para potência do inversor esse limite seria 14, sendo importante dimensionar a quantidade máxima de módulos das duas formas, tanto para a tensão quanto para a potência do inversor.

Para se usar ao máximo esse inversor que pode receber até 14 módulos, por exemplo, poderiam ser feitas duas strings de 7 painéis.

3.7.7 String em paralelo

A definição da quantidade de strings em paralelo é necessária para definir a corrente máxima que o inversor opera. No datasheet do inversor escolhido para esse sistema, essa corrente é de 16,6A.

Como num sistema convencional, nas strings em paralelo, a tensão é igual para todas as strings, mas a corrente elétrica é somada, por isso há essa limitação de conexões em paralelo. Para determinar a quantidade máxima de strings em paralelo, tem-se a seguinte equação:

$$N_{\text{STRING,PAR}} = I_{\text{INV}} / I_{\text{SC,TMAX}}$$

Onde:

$N_{\text{STRING,PAR}}$ – Número de strings em paralelo;

I_{INV} – Corrente do inversor no datasheet (A);

$I_{\text{SC,TMAX}}$ – Corrente de curto circuito máxima (A).

Assim, o número de strings em paralelo será:

$$N_{\text{STRING,PAR}} = 16,6 / 9,6$$

$$N_{\text{STRING,PAR}} = 1,72 \text{ string}$$

Portanto, para este inversor apenas uma string pode ser conectada. Caso sejam conectadas duas strings em paralelo, o valor da corrente de curto-circuito excede o permitido pelo inversor.

Caso sejam conectadas duas strings nesse inversor, mesmo com a corrente máxima excedida teríamos uma operação do inversor com limitação de potência (clipping). Não há danos físicos nesse caso, mas somente uma limitação da potência e, por consequência, da energia gerada pelo inversor.

É importante lembrar que não se pode dimensionar strings em paralelo com números diferentes de módulos. Este é um erro clássico de diversos instaladores e gera perdas graves tanto em geração de energia quanto em riscos de operação do sistema, podendo inclusive gerar incêndios.

Todas as strings devem ter o mesmo número de módulos em série e devem possuir módulos de mesma potência e mesmo fabricante.

3.7.8 Energia Elétrica gerada

Finalizados todos os dimensionamentos, vamos calcular a quantidade de energia elétrica em kWh a ser produzida nesse sistema. A equação é a mesma, no entanto, mas o cálculo será feito ao inverso.

A energia elétrica é dada por:

$$E_G = P_{MAX,TMIN} \times HSP \times \eta \times N_{MOD} \times 30$$

Onde:

E_G – Energia elétrica gerada em um mês (kWh);

HSP – Horas sol pico (h/dia);

η - Rendimento;

N_{MOD} – Número de módulos do sistema.

Substituindo, então, os valores encontrados anteriormente, temos:

$$E_G = 343,24 \times 5,67 \times 0,8 \times 8 \times 30$$

$$E_G = 373,66 \text{ kWh/mês}$$

Essa é a previsão de geração de energia elétrica do sistema. O projeto foi inicialmente dimensionado para um consumo de 348 kWh/mês. Caso o projetista considere necessário ou seja do desejo do cliente, os cálculos podem ser refeitos adicionando mais um módulo, de forma a suprir o consumo total (desconsiderando a Taxa de disponibilidade - TD).

3.7.9 Energia Elétrica gerada - simuladores comerciais

Como a energia gerada é um parâmetro que depende de diversas variáveis - tais como irradiância solar no plano horizontal, no plano inclinado, tipo de módulos, eficiência do inversor, perdas de eficiência, sombreamento etc. - seu cálculo exato é impossível de ser feito com precisão completa.

Os cálculos apresentados até agora, principalmente em relação à energia gerada (em kWh) fornecem uma boa aproximação da energia média gerada pelo SFV que está sendo considerado.

Porém, os simuladores de geração de energia FV comerciais são os mais indicados para que dados de geração mais próximos da realidade sejam mostrados ao cliente. Os resultados destes simuladores também não são exatos, mas no geral são baseados em mais informações e cálculos internos do que os apresentados.

Os principais simuladores de geração de energia solar são os seguintes:

- PVsyst;
- Helioscope;
- PVSol
- Bluesol;
- HOMER Energy;

Os resultados diferem também entre os próprios simuladores, principalmente devido às diferentes bases de dados para a irradiância solar. As bases de dados no geral fornecem dados de irradiância (kW/m^2) ou irradiação ($\text{kWh/m}^2/\text{ano}$), baseados em médias históricas de cerca de 25 anos de dados.

Vejam diferentes dados para irradiação solar ($\text{kWh/m}^2/\text{ano}$) no plano horizontal em diversas bases para uma mesma localidade, em ordem crescente:

Base solarimétrica	Irradiação no plano horizontal ($\text{kWh/m}^2/\text{ano}$)
Meteonorm	1696
NASA	1736
CRESESB	1770
SolarGIS	1864
SWERA	1876
MÉDIA	1788

Assim, a depender da base de dados solarimétricos utilizada, a simulação de geração será mais conservadora (menos energia gerada) ou menos conservadora (mais energia gerada).

É importante levar em consideração qual base será usada para cada localidade baseada na experiência e dados coletados de outras instalações fotovoltaicas realizadas, através dos dados de monitoramento.

Além disso, é importante deixar o cliente ciente das imprecisões dos dados na hora de comparação de orçamentos. Muitas vezes o orçamento mais barato de um concorrente oferece menos potência de módulos (kWp) ao mesmo tempo em que diz que gerará mais energia (kWh).

Isto pode ocorrer devido às diferentes bases solarimétricas ou por má-fé.

3.8 Dimensionamento de proteção

As conexões elétricas são dimensionadas e construídas de acordo com as técnicas convencionais das instalações elétricas em baixa tensão. Os critérios e as exigências da norma **ABNT NBR 5410/2004** – “Instalações Elétricas em Baixa Tensão” devem ser atendidos na conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede, como ocorre em qualquer instalação elétrica convencional.

Os condutores devem ser dimensionados de acordo com os critérios de capacidade da corrente, queda de tensão, capacidade de suportar curto-circuitos e método de instalação. Os dispositivos de proteção, como disjuntores termomagnéticos e interruptores diferenciais residuais, presentes obrigatoriamente nas instalações elétricas em baixa tensão, são especificados e dimensionados de acordo com as técnicas já conhecidas.

3.8.1 Proteção de cabeamento

Os cabos elétricos utilizados nas conexões em corrente contínua devem ser específicos para aplicações fotovoltaicas. Quando o cabeamento estiver aparente, deverão ser utilizados cabos com proteção contra a radiação ultravioleta, fabricados para suportar temperaturas extremas quando abrigados em calhas e eletrodutos apenas com isolamento convencional.

Os cabos CC são resistentes ao tempo, à abrasão e aos raios UV. Possuem duplo isolamento, sendo adequados para uso externo permanente e indicados para uso em sistemas fotovoltaicos.

Ademais, a NBR 16690 descreve que, em relação aos laços no cabeamento, os condutores devem ser dispostos no arranjo fotovoltaico de tal maneira que a área do laço seja mínima, a fim de reduzir a magnitude de sobretensões induzidas por descargas atmosféricas.

Cabeamento de SFV



fonte: loja Energia Livre

Além dessas especificações, os condutores utilizados dentro do arranjo fotovoltaico, de acordo com a NBR 16690, devem:

- ser adequados para aplicações em corrente contínua;
- ter tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo fotovoltaico;
- ser dimensionados para a temperatura de operação de acordo com a aplicação;
- se expostos ao tempo, ser resistentes à radiação UV. Se não resistentes à radiação UV, devem estar abrigados da radiação UV por proteção apropriada ou ser instalados em eletrodutos resistentes à radiação UV;
- possuir isolamento resistente à água, conforme código AD7 da ABNT NBR 5410;
- se expostos a ambientes salinos, ser condutores tipo cabo de cobre estanhado, a fim de reduzir a degradação do condutor ao longo do tempo;
- em todos os sistemas que operam com tensões acima de DVC-A, os condutores devem ser escolhidos de modo a minimizar o risco de faltas a terra e curtos-circuitos;

- ser do tipo não-propagantes de chama, como definido na ABNT NBR NM IEC 60332-1.

Ainda na seção 6.2.5 da mesma normativa, citada anteriormente, é especificado que as seções mínimas dos condutores utilizados no arranjo fotovoltaico expostos à radiação UV e a temperaturas elevadas, próximos aos módulos fotovoltaicos ou os cabos das séries fotovoltaicas, baseadas na capacidade de condução de corrente, devem tomar como referência a mínima capacidade de corrente dos circuitos, conforme a tabela a seguir, e a capacidade de condução de corrente dos condutores, conforme especificado na ABNT NBR 16612.

Fatores de correção da capacidade destes condutores devem levar em consideração a localização e o método de instalação, de acordo com a ABNT NBR 16612.

Os demais cabos do arranjo fotovoltaico devem tomar como referência a mínima capacidade de corrente dos circuitos, conforme a tabela abaixo, e a capacidade de condução de corrente dos condutores, conforme especificado na ABNT NBR 5410:2004. Os fatores de correção da capacidade destes condutores devem levar em consideração a localização e o método de instalação, de acordo com a ABNT NBR 5410:2004.

Circuito pertinente	Proteção	Corrente mínima em relação a qual a área transversal dos condutores e os valores nominais de outros elementos do circuito devem ser dimensionados a.I,
Série fotovoltaica	Série fotovoltaica sem proteção contra sobrecorrente	<p>Para um arranjo fotovoltaico com apenas uma série fotovoltaica: $1.5 \times I_{sc} \text{ MOD}$</p> <p>Para todos os outros casos: $I_{np} + 1.5 \times I_{sc} \text{ MOD} \times (S_{po} - 1)$</p> <p>onde I_{np} é o valor nominal de corrente do dispositivo de proteção contra sobrecorrente a jusante mais próximo quando houver possibilidade de circulação de corrente reversa no dispositivo.</p> <p>S_{po} é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo protegidas pelo dispositivo de proteção contra sobrecorrente a jusante mais próximo.</p> <p>NOTA 1 A proteção contra sobrecorrente a jusante mais próxima da série fotovoltaica pode ser a proteção do subarranjo fotovoltaico ou, se isto não existir, então pode ser a proteção contra sobrecorrente do arranjo fotovoltaico, se presente.</p> <p>NOTA 2 Quando nenhuma proteção contra sobrecorrente for utilizada no arranjo fotovoltaico, então S_{po} é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo no arranjo fotovoltaico e a corrente nominal (I_{np}) do dispositivo de proteção, de sobrecorrente mais próximo passa a ser zero.</p>
	Série fotovoltaica com proteção contra sobrecorrente	Valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série fotovoltaica (ver 5.3)
Subarranjo fotovoltaico	Subarranjo fotovoltaico sem proteção contra sobrecorrente	<p>O maior dos seguintes valores:</p> <p>a) valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do arranjo fotovoltaico $4.125 \times$ soma da corrente de curto-circuito de todos os outros subarranjos fotovoltaicos</p> <p>b) $1,25 \times I_{sc} \text{ ARRANJO}$ (do arranjo fotovoltaico pertinente)</p> <p>NOTA Quando a proteção de sobrecorrente do arranjo fotovoltaico não é utilizada, então o valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do arranjo fotovoltaico é substituído por zero na equação</p>
	Subarranjo fotovoltaico com proteção contra sobrecorrente	Valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do subarranjo fotovoltaico (ver 5.3)
Arranjo fotovoltaico	Arranjo fotovoltaico sem proteção contra sobrecorrente	$1,25 \times I_{sc} \text{ Arranjo}$
	Arranjo fotovoltaico com proteção contra sobrecorrente	Valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do arranjo fotovoltaico (ver 5.3)

a. A temperatura de operação de módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, a dos condutores associados pode ser significativamente mais elevada do que a temperatura ambiente. Uma temperatura operacional mínima, igual a temperatura ambiente máxima esperada + 40 °C, deve ser considerada para os condutores instalados perto ou em contato com os módulos fotovoltaicos.

b. A localização e o método de instalação (ou seja, fechado, grampeado, enterrado etc.) dos condutores também necessitam ser considerados no dimensionamento destes. Recomendações do fabricante dos condutores necessitam ser levadas em consideração ao se estabelecer o dimensionamento conforme o método de instalação.

Capacidade mínima de corrente dos circuitos

Fonte: ABNT NBR 16690/2019

Neste exemplo do livro serão dimensionados os cabos para um arranjo fotovoltaico com apenas uma série fotovoltaica de 8 módulos com proteção contra sobrecorrente. Logo, de acordo com a tabela anterior, a corrente de projeto é:

$$I_B = I_N$$

Onde:

I_B - corrente de projeto (A);

I_N - a corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série fotovoltaica.

Nesse caso, o I_N será a corrente máxima que os módulos podem oferecer, ou seja, a corrente de curto-circuito (mostrada anteriormente).

$$I_B = 9,41 \text{ A}$$

O próximo passo é determinar o método de instalação. No Anexo C da NBR 16612 são fornecidos, nas tabelas, os critérios para capacidade de condução de corrente conforme mencionado na NBR 16690, seguindo as seguintes condições básicas:

- C.1 Cabo instalado ao ar livre:

1. Dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal.
2. Dois cabos unipolares encostados um ao outro, na vertical.
3. Dois cabos unipolares espaçados de, pelo menos, $0,75 \times$ diâmetro externo, na horizontal.
4. Dois cabos unipolares espaçados de, pelo menos, um diâmetro externo, na vertical.

O método de instalação escolhido para esse dimensionamento foi o (1), ou seja, com dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal, sendo uma instalação ao ar livre. Relembra-se, também, que a temperatura ambiente máxima do local a ser instalado é **35° C**.

Conforme orientação da NBR 16690, é importante que seja considerada para o dimensionamento dos condutores instalados, perto ou em contato com os módulos fotovoltaicos uma temperatura operacional mínima, igual à temperatura ambiente máxima esperada + 40 °C.

Logo, para este exemplo, tem-se, $35\text{ °C} + 40\text{ °C} = \mathbf{75\text{ °C}}$

Contudo, nas tabelas presentes na NBR 16612 de capacidade de corrente, a máxima temperatura ambiente é 60 °C. Neste caso, a temperatura no condutor é 120 °C por 20.000 horas, o que representa uma sobrecarga controlada de acordo com as condições de operação autorizada pela norma.

Desta forma, iremos utilizar a tabela C.4 da norma em que se estabelece a capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 50 °C e, embora seja esse valor, no condutor em regime permanente é de 90 °C.

Assim os valores da capacidade de corrente admissível são restritos, o que leva a um dimensionamento mais seguro, visando a preservação da vida útil do cabo. Veja a seguir a tabela da norma que será utilizada:

Seção mm ²	Instalação ao Ar Livre Protegida do Sol				Instalação ao Ar Livre Exposta ao Sol			
	Modo de Instalação:				Modo de Instalação:			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	26	26	30	26	23	22	27	23
2,5	35	35	40	35	31	30	36	31
4	47	46	53	47	41	40	48	41
6	60	59	68	60	51	51	61	52
10	83	82	95	84	71	71	85	73
16	110	110	125	113	93	93	112	97
25	146	147	166	151	123	124	147	129
35	181	183	207	189	151	153	182	161
50	229	232	260	240	189	193	228	204
70	285	290	325	301	234	239	283	254
95	343	349	390	364	279	287	339	306
120	402	410	458	428	325	335	396	359
150	463	473	527	495	371	384	453	413
185	528	540	600	566	420	435	513	470
240	633	647	719	681	499	518	612	563
300	732	749	831	789	573	596	705	650
400	880	901	998	952	682	710	842	780

Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 50 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Fonte: ABNT NBR 16612/2020

Assim, verificando a tabela mostrada anteriormente e, considerando $IB = 9,41$ A, Instalação exposta ao Sol e Modo de Instalação 1, a seção nominal do cabo é **1,5 mm²**, pelo critério da capacidade de condução de corrente.

Outro critério importante são as quedas de tensão. Segundo a ABNT NBR 16690, o dimensionamento dos condutores do arranjo fotovoltaico afeta a queda de tensão sob condições de carga. Esta queda de tensão pode ser particularmente significativa em arranjos fotovoltaicos com baixa tensão e alta corrente de saída. Dessa forma, recomenda-se que a queda de tensão verificada não seja superior a 3 % da tensão do arranjo fotovoltaico em seu ponto de máxima potência (nas STC).

A seção nominal de um cabo fotovoltaico, analisando pela queda de tensão, pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$S = L \cdot I_B / \sigma \cdot e$$

Onde:

S - seção nominal do condutor (mm²);

L - comprimento total de cabos (positivo + negativo) (m);

I_B - corrente de projeto (A);

σ - condutividade do cobre = 44 m/Ω.mm² (a 90 °C, que é a hipótese mais desfavorável a considerar para regime permanente);

e - queda de tensão máxima (V).

Admitindo-se uma queda de tensão máxima de 2% no trecho da série, o comprimento do cabo será 20m. Importante lembrar que na tabela de “Características do Módulo Fotovoltaico” a tensão de máxima potência que cada módulo de 335W possui é 37,8 V, então:

$$U_{Ptotal} = 8 \text{ módulos} \times 37,8 \text{ V por módulo} = 302,4 \text{ V}$$

$$L_1 = 20 \text{ m} + 20 \text{ m (positivo + negativo)} = 40 \text{ m}$$

$$I_B = 9,41 \text{ A}$$

$$\sigma = 44 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$$

$$e = 0,02 \text{ (2 \%)} \cdot 302,4 \text{ V} = 6,048 \text{ V}$$

Logo, substituindo na fórmula da seção nominal:

$$S = 40 \cdot 9,41 / 44 \cdot 6,048 = 1,41 \text{ mm}^2$$

Portanto, analisando pelos dois critérios de dimensionamento, capacidade de corrente e queda de tensão, a seção calculada foi a mesma e, assim, a seção nominal do cabo fotovoltaico é 1,5 mm².

É importante notar que a maior parte dos cabos fotovoltaicos são de 4mm² ou 6mm². Isso garante que a corrente circulando por eles nunca ultrapassa os limites de segurança e ainda diminui as perdas devido à queda de tensão.

Para strings em paralelo, o dimensionamento também deve considerar a corrente reversa que pode circular pelo sistema e, principalmente, a corrente total das strings. Para strings em paralelo, soma-se a corrente máxima (corrigida pela temperatura) de cada string. A corrente suportada pelo cabo deve ser igual ou maior que a corrente total da paralelização de todas as strings.

3.8.2 Dimensionamento do fusível

Segundo a norma IEC 60364, o fusível não é obrigatório para até duas strings em paralelo na proteção de sobrecorrente. Acima de duas é necessário empregar fusíveis para a proteção contra corrente reversa dos módulos.

Se uma das strings estiver sujeita ao sombreamento ou curto-circuito em algum módulo, é possível que ocorra uma corrente reversa imposta pelas demais strings do conjunto.

A corrente máxima suportada pelos fusíveis é dada pela equação:

$$1,1 \times I_{sc,STC} \leq I_F \leq I_R$$

Onde:

$I_{sc,STC}$ – Corrente de curto-circuito da string em STC;

I_F – Corrente nominal do fusível;

I_R – Corrente reversa do módulo (extraída do datasheet).

A corrente reversa é de 15A, como observa-se na tabela de Características elétricas STC do módulo. Assim, a corrente máxima do fusível deve ser menor que 15 A para proteger os módulos.

$$1,1 \times I_{SC,STC} \leq I_F \leq I_R$$

$$1,1 \times 9,41 \leq I_F \leq 15$$

$$\mathbf{10,35 A \leq I_F \leq 15 A}$$

Assim, a corrente do fusível deve estar entre 10,35A e 15A, ou seja, 10% maior que a corrente de curto-circuito da string desde que seja menor que a corrente máxima reversa que os módulos suportam. Isso garante a operação normal do sistema para que o fusível não seja interrompido.

O fusível deve atuar apenas em situações de falha, quando a ocorrência de corrente reversa excede a corrente máxima que o módulo suporta.

No entanto, essa proteção não é obrigatória para esse tipo de sistema que possui apenas uma string com 8 módulos em série.

A norma IEC 60364 também menciona as condições que devem ser atendidas em um conjunto fotovoltaico com mais de duas strings em paralelo.

$$\mathbf{1,35 \times I_{RM} \leq (N_{PAR} - 1) I_{SC,STC}}$$

Onde:

I_{RM} – Corrente reversa máxima do circuito;

N_{PAR} – Número de strings ligados em paralelo;

$I_{SC,STC}$ - Corrente de curto-circuito da string em STC.

E a máxima corrente reversa que pode ocorrer numa string fotovoltaica é determinada por:

$$I_{RM} = I_{SC,STC} \times (N_{PAR} - 1)$$

Os fusíveis empregados na proteção das strings e conjuntos fotovoltaicos devem ser do tipo gPV, conforme a norma mencionada, pois são próprios para aplicações fotovoltaicas e fabricados de acordo com as especificações da norma IEC 60269-6.

Muitas vezes, o dimensionamento do fusível é dado diretamente pelo datasheet do módulo fotovoltaico.

Fusível gPV de 15A



Fonte: ViewTech

3.8.3 Diodos das strings

Embora sejam dispensáveis na maior parte das instalações fotovoltaicas, quando existentes, os diodos empregados nas caixas de strings são posicionados em série com os módulos fotovoltaicos.

Atensão do diodo de bloqueio da fileira deve ser, obrigatoriamente, igual ao dobro da tensão de circuito aberto (V_{oc}) da fileira sob condições STC.

$$V_{D,SER} \geq V_{OC,STC} \times 2$$

Onde:

$V_{D,SER}$ – Tensão reserva suportada pelos diodos em série com as strings de módulos;

$V_{oc,STC}$ – Tensão de circuito aberto do conjunto fotovoltaico no STC.

3.8.4 Dispositivo de proteção contra surtos

Por estar próximo dos trópicos e possuir uma grande extensão territorial, o Brasil é um dos países com maior incidência de raios. Ao atingir a rede elétrica direta ou indiretamente, os raios causam aumento súbito da tensão elétrica, fenômeno chamado de surto elétrico ou sobretensão, que se propaga até encontrar um ponto de escoamento para a terra.

O ponto de escoamento pode ser um eletrodoméstico, um aparelho eletrônico, um inversor ou um módulo fotovoltaico. Os equipamentos atingidos pelo surto elétrico podem ser danificados de modo irreparável ou até mesmo causar incêndio.

Por isso é essencial a instalação dos dispositivos de proteção de surto (DPS) nos sistemas fotovoltaicos. Se for considerado o valor do DPS e do inversor com os módulos, não faz sentido dispensar esse item de segurança.

O varistor acumula internamente uma parte da energia elétrica do surto e, portanto, gasta quando acionado. O DPS, baseado no varistor, precisa ser substituído após certo número de acionamentos. A substituição ocorre facilmente através de um módulo destacável que contém somente o varistor e pode ser trocado sem a necessidade de substituir completamente o DPS. Alguns DPS's não possuem essa configuração modular e precisam ser trocados por inteiro quando um módulo atinge o final de sua vida útil.

De acordo com a NBR 16690:2019, para proteger o lado em corrente contínua, os DPS devem estar conformes com a EN 50539-11 ou a IEC 61643-31 e ser explicitamente classificados para uso no lado em corrente contínua no sistema fotovoltaico. As especificações do DPS na corrente alternada estão presentes na NBR 5410:2004.

Além disso, para proteção contra surtos e descargas atmosféricas, a instalação de dispositivos de proteção deve ser avaliada de acordo com a série ABNT NBR 5419. Ademais, a IEC 61643-32 também fornece metodologias para a proteção dos sistemas fotovoltaicos utilizando o DPS.

Os dispositivos de proteção contra surtos são divididos em três classificações, de acordo com sua atuação. São elas:

- Classe I

Usados em locais que recebem diretamente as descargas atmosféricas;

- Classe II

Destinados a locais que não sofrem de forma direta a incidência das descargas, como por exemplo em quadros de distribuição;

- Classe III

Empregados na proteção dos equipamentos com maior sensibilidade, a fim de proteger de tensões oriundas da própria instalação, evitando que distúrbios os danifiquem.

Para proteção adequada do sistema fotovoltaico e dos equipamentos, é essencial que haja pelo menos um DPS entre o arranjo fotovoltaico e o inversor e, ainda, pelo menos um dispositivo entre o inversor e a rede de energia elétrica. Lembrando que o DPS posicionado entre o arranjo e o inversor deve ser especificado para operar em tensão contínua.

Ressalta-se, também, que deve haver um quadro somente para o lado CA e o outro para o CC, visto que os dois circuitos não podem se misturar.



Três modelos de DPS Classe I + II
Fonte: Venuselect

3.8.5 Disjuntor CA

Segundo a NBR 5410, para que a proteção dos condutores contra sobrecargas fique assegurada, os dispositivos, como os disjuntores, devem satisfazer às seguintes condições:

a) $I_B \leq I_N \leq I_z$

b) $I_2 \leq 1,45 I_z$

Onde:

I_B – corrente de projeto do circuito;

I_z – capacidade de condução de corrente dos condutores, nas condições previstas para sua instalação;

I_N – corrente nominal do dispositivo de proteção

I_2 – corrente convencional de atuação, para disjuntores ou fusíveis.

Como foi visto no tópico de dimensionamento da proteção de cabeamento, a seção final do condutores foi $1,5 \text{ mm}^2$. Dessa forma, a capacidade de condução de corrente, de acordo com a tabela da norma NBR 16612, é 16 A. Ademais, mostrou-se no mesmo tópico que a corrente de projeto é 9,41 A, logo:

$$\text{a) } 9,41 \text{ A} \leq I_N \leq 16 \text{ A}$$

$$\text{b) } I_2 \leq 1,45 \cdot 16 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 23,2 \text{ A}$$

Portanto, o disjuntor CA para o sistema dimensionado deve ter entre 9,41A (se for menos que esse valor, o disjuntor desligará em operação normal) e 16A (se for maior, o cabo não irá aguentar a corrente e o disjuntor não atuará).

3.8.6 Prática do Dimensionamento

Agora é com você. Faça o dimensionamento com sua conta de energia elétrica, definindo todas as variáveis e realizando as etapas, seguindo os campos abaixo.

- Consumo médio mensal (kWh/mês)
- Localidade do imóvel (cidade, latitude e longitude)
- Consultar a conta de energia elétrica e o Google Maps
- Tipo de cliente (Cliente A ou B)
- Radiação do local (HSP)
- Consultar no CRESESB
- Tipo de ligação (monofásico, bifásico ou trifásico)
- Concessionária
- Custo de disponibilidade
- Potência do sistema
- Perdas no sistema
- Número de Módulos Fotovoltaicos
- Dimensionamento do Inversor

3.8.7 Exercício de dimensionamento

Como exercício extra de dimensionamento do sistema, use o seguinte caso:

- Residência em baixa tensão, entrada bifásica 127/220V e consumo anual de energia de 7200 kWh;
- Localização da sua própria residência, com a sua concessionária de energia;
- Amplo espaço em telhado, sem sombreamentos.

O resultado final deve conter, no mínimo:

1. Valor total de energia gerada mensalmente (kWh/mês) e anualmente (kWh/ano)
2. Potência total dos módulos FV e do inversor FV;
3. Número total de módulos FV, inversores e strings;
4. Confirmação da compatibilização dos módulos e strings FV com o inversor FV comercial à sua escolha;
5. Dimensionamento de todos os cabos (lado CC e lado CA);
6. Dimensionamento das proteções elétricas (fusíveis gPV, se houver, disjuntores CA e DPS CA).

3.8.8 Exemplo Resolvido

1. Calcular Consumo Médio Mensal (CMM) e Diário (CMD)

Temos que o consumo anual de energia é de 7200 kWh, logo o consumo mensal será:

$$\mathbf{CMM = 7200 \text{ kWh}/12 = 600 \text{ kWh/mês}}$$

Considerando a entrada bifásica, a taxa de disponibilidade será 50kWh. Assim:

$$CMM = 600 - TD$$

$$CMM = 600 - 50$$

$$\mathbf{CMM = 550 \text{ kWh/mês}}$$

Então, o consumo diário será:

$$CMD = CMM/30 \text{ dias} = 550 \text{ kWh}/30\text{dias}$$

$$\mathbf{CMD = 18,33 \text{ kWh/dia}}$$

2. Definir a Potência do sistema (kWp)

Iremos usar neste exemplo uma taxa de desempenho de 80%. Além disso, considerando a mesma localidade do sistema, o HSP será 5,67 kWh/m².dia, logo a potência real do sistema será:

$$\mathbf{P_{sis} = CMD/ (HSP*\eta)}$$

$$P_{sis} = 18,33 \text{ kWh/dia} / (5,67 \text{ kWh/m}^2.\text{dia} * 0,8)$$

$$\mathbf{P_{sis} = 4,04 \text{ kWp}}$$

3. Encontrar Potência Máxima (P_{MAX}) do Módulo corrigida

Vamos escolher para o dimensionamento o Módulo de 340 W da Canadian, cuja características elétricas estão a seguir.

ELECTRICAL DATA STC*				
CS6U	325M	330M	335M	340M
Nominal Max. Power (P _{max})	325 W	330 W	335 W	340 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	37.4 V	37.5 V	37.8 V	37.9 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	8.69 A	8.80 A	8.87 A	8.97 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	45.8 V	45.9 V	46.1 V	46.2 V
Short Circuit Current (I _{sc})	9.21 A	9.31 A	9.41 A	9.48 A
Module Efficiency	16.72 %	16.97 %	17.23 %	17.49 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1500 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

Características elétricas STC - Módulo Canadian

Para calcular a temperatura máxima (T_{MAX,MOD}) e mínima (T_{MIN,MOD}) do módulo, considera-se o local de instalação em Fortaleza, em que a temperatura máxima é 35°C e a mínima de 19°C.

Ressaltar que a temperatura ambiente (T_{AMB}) será 35°, a Irradiância incidente sobre o módulo (G) é 1000W/m² e o coeficiente térmico para o módulo (Kt) igual a 0,03 °C/W.m².

Logo a temperatura máxima do módulo é:

$$T_{MAX,MOD} = T_{AMB} + Kt \times G$$

$$T_{MAX,MOD} = 35^\circ + 0,03 \times 1000$$

$$T_{MAX,MOD} = 65^\circ$$

E a temperatura mínima será a mesma do local:

$$T_{MIN,MOD} = 19^\circ\text{C}$$

Para encontrar, então, a potência máxima do módulo, deve-se considerar os coeficientes de temperatura do datasheet, mostrados a seguir.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

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

Coeficiente da temperatura - Módulo Canadian

Assim, Segundo a tabela, o coeficiente para potência máxima (Ctp) é igual a -0,41%/°C. Sabendo que a potência do módulo (PMOD) é 340 W e a temperatura mínima do módulo 19°C, então, a potência máxima (P_{MAX}) será:

$$P_{MAX} = P_{MOD} + [P_{MOD} \times C_{tp} \times (25 - T_{MIN,MOD})]$$

$$P_{MAX} = 340 + [340 \times (-0,41/100) \times (25 - 19)]$$

$$P_{MAX} = 331,64 \text{ W}$$

4. Determinar Tensão máxima e mínima do Módulo

Usaremos, para calcular a tensão máxima (V_{OC,MAX}) e tensão mínima (V_{MP,MIN}) em uma dada temperatura, as tensões fornecida nas características do módulo e os coeficientes de temperatura.

A tensão máxima em circuito aberto V_{oc} é a igual a 46,2 V, com o coeficiente de temperatura (C_{tt}) de - 0,31%/°C. Já a tensão mínima será calculada reduzindo a tensão V_{MP} = 37,9 V e utilizando o coeficiente de temperatura de P_{MAX} = - 0,41%/°C. Lembrando que a temperatura mínima e máxima do módulo são 19°C e 65°C, respectivamente.

Portanto, colocando esses dados nas fórmulas, tem-se:

$$V_{OC,MAX} = V_{OC} \times [1 + C_{tt} \times (T_{MIN,MOD} - 25)]$$

$$V_{MP,MIN} = V_{MP} \times [1 + C_{tt} \times (T_{MAX,MOD} - 25)]$$

$$V_{OC,MAX} = 46,2 \times [1 + (-0,31/100) \times (19 - 25)]$$

$$V_{MP,MIN} = 37,9 \times [1 + (-0,41/100) \times (65 - 25)]$$

$$V_{OC,MAX} = \mathbf{47,06 \text{ V}}$$

$$V_{MP,MIN} = \mathbf{31,68 \text{ V}}$$

5. Encontrar a corrente de curto circuito máxima e mínima

Para realizar a correção da corrente de curto circuito, iremos usar o coeficiente de temperatura para a corrente (C_{tc}) de $0,053\%/^{\circ}\text{C}$, presente na tabela do datasheet, com a corrente de I_{sc} de $9,48 \text{ A}$ do módulo. Logo, colocando nas fórmulas, tem-se:

$$I_{SC,MAX} = I_{sc} \times [1 + C_{tc} \times (T_{MAX,MOD} - 25)]$$

$$I_{SC,MIN} = I_{sc} \times [1 + C_{tc} \times (T_{MIN,MOD} - 25)]$$

$$I_{SC,MAX} = 9,48 \times [1 + (0,053/100) \times (65 - 25)]$$

$$I_{SC,MIN} = 9,48 \times [1 + (0,053/100) \times (19 - 25)]$$

$$I_{SC,MAX} = \mathbf{9,68 \text{ A}}$$

$$I_{SC,MIN} = \mathbf{9,45 \text{ A}}$$

6. Calcular número de módulos

O cálculo de módulos será baseada na potência total do sistema (P_{sis}) de $4,04 \text{ kWp}$ e na potência do módulo (P_M) de 340 Wp , logo, tem-se:

$$N_{MOD} = P_{sis} / P_M$$

$$N_{MOD} = 4.040/340$$

$$N_{MOD} = \mathbf{11,88 \text{ módulos}}$$

Como não é possível esse valor, iremos arredondar para mais, assim:

N_{MOD} = 12 módulos

7. Escolher o inversor adequado

Para escolher o inversor, devemos nos basear pelo fator de sobrecarga no inversor, dado por:

Fator de sobrecarga = P_{módulos FV (kWp)}/P_{inversor FV (kW)}

Recomenda-se que o fato não ultrapasse 1,3. Logo, nesse exemplo, como a potência do sistema é de 4,04 kWp, iremos escolher um inversor Primo 4.0-1, em que a potência nominal é de 4 kW, atendendo ao fator de sobrecarga. Veja a seguir as características do inversor.

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

INPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Number of MPPT trackers			2		
Max. input current (I _{in max 1} / I _{in max 2})			12.0 A / 12.0 A		
Max. array short circuit current (IMPP1/MPPT2)			18.0 A / 18.0 A		
DC input voltage range (U _{in max} - U _{in min})			80 - 1000 V		
Feed-in start voltage (U _{in start})			80 V		
Usable MPPT voltage range			80 - 800 V		
Number of DC connections			2 + 2		
Max. PV generator output (P _{in max})	4.5 kW _{peak}	5.3 kW _{peak}	5.5 kW _{peak}	6.0 kW _{peak}	6.9 kW _{peak}
OUTPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
AC nominal output (P _{ac,n})	3,000 W	3,500 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W
Max. output power	3,000 VA	3,500 VA	3,680 VA	4,000 VA	4,600 VA
AC output current (I _{ac,max})	13.0 A	19.2 A	16.0 A	17.4 A	20.0 A
Grid connection (voltage range)			1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)		
Frequency (frequency range)			50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Total harmonic distortion			< 5 %		
Power factor (cos φ _{ac})			0.85 - 1 ind. / cap.		

fonte: Fronius

8. Verificar qual Corrente elétrica da string

Para calcular a corrente total da string, considera-se o máximo valor que a corrente alcança na temperatura máxima, nesse caso:

$$I_{STRING} = I_{T,MAX}$$

$$I_{STRING} = 9,68 \text{ A}$$

9. Analisar a Tensão da string

Para verificar se o inversor escolhido atende a quantidade de módulos que será instalado, vamos analisar o range do inversor sendo 80 - 1000 V.

A tensão da string mínima é dada por:

$$V_{STRING,MAX} V_{STRING,MIN} = 12 \times 31,68 \text{ V}$$

$$V_{STRING,MIN} = 380,16 \text{ V}$$

Já a tensão de string máxima será:

$$V_{STRING,MAX} = N_{MOD} \times V_{OC,MAX}$$

$$V_{STRING,MAX} = 12 \times 47,06 \text{ V}$$

$$V_{STRING,MAX} = 564,72 \text{ V}$$

Como tensão da string está dentro da faixa de segurança do inversor, constata-se que ele atenderá com segurança a tensão dos módulos.

10. Verificar a quantidade mínima e máxima de módulos pelo inversor

A quantidade mínima e máxima de módulos por string que o inversor dentro de range de operação 80-1000V pode suportar serão dadas por:

10. Verificar a quantidade mínima e máxima de módulos pelo inversor

A quantidade mínima e máxima de módulos por string que o inversor dentro de range de operação 80-1000V pode suportar serão dadas por:

$$N_{MOD,MIN} = V_{MIN,INV} / V_{MP,MIN}$$

$$N_{MOD,MAX} = V_{MAX,INV} / V_{OC,MAX}$$

$$N_{MOD,MIN} = 80 / 31,68$$

$$N_{MOD,MAX} = 1000 / 47,06$$

$$N_{MOD,MIN} = \mathbf{2,52 \text{ módulos}}$$

$$N_{MOD,MAX} = \mathbf{21, 25 \text{ módulos}}$$

Logo, conclui-se que a quantidade de 12 módulos está dentro do range de segurança, que seria no máximo 21 para o critério do inversor.

11. Verificar a quantidade máxima de módulos pela potência

Outro critério para avaliar a quantidade de módulos é a potência do inversor, nesse caso, usa-se a seguinte fórmula:

$$N_{MOD,MAX} = P_{MAX,INV} / P_{MAX,MOD}$$

A $P_{MAX,INV}$ é definida no datasheet no inversor deste dimensionamento como 6000 kW, enquanto a $P_{MAX,MOD}$ é a potência do módulo na sua temperatura mínima, logo:

$$N_{MOD,MAX} = 6000 / 331,64$$

$$N_{MOD,MAX} = \mathbf{18,09 \text{ módulos}}$$

A quantidade máxima de módulos pelo critério da potência é 18 módulos a serem conectados. De acordo com o critério do inversor esse limite seria 21. Como serão instalados 12 módulos, está dentro do limite de segurança.

Destaca-se que o inversor escolhido possui 2 MPPT's, mas nesse caso do dimensionamento apenas 1 será utilizada para as string. Visto que a corrente máxima da entrada é de 12A, e como calculado anteriormente, a corrente máxima das strings dos módulos será 9,68 A, ou seja, dentro do limite do inversor. Contudo, ressalta-se que essa possibilidade depende do modelo do inversor, desta forma é essencial verificar o manual do fabricante sobre as devidas instruções da instalação do equipamento.

12. Calcular a energia elétrica gerada pelo sistema

Por fim, para determinar a quantidade de energia elétrica em kWh a ser produzida nesse sistema, iremos usar a seguinte equação:

$$E_G = P_{MAX,TMIN} \times HSP \times \eta \times N_{MOD} \times 30$$

$$E_G = 331,64 \times 5,67 \times 0,8 \times 12 \times 30$$

$$E_G = 541,55 \text{ kWh/mês}$$

O projeto foi inicialmente dimensionado para 550 kWh/mês, devido às perdas, esse valor foi determinado novamente para 541,55 kWh/mês. Caso seja desejo do cliente, o projetista pode considerar mudar os cálculos, por exemplo, aumentando mais um módulo.

13. Dimensionar a secção do cabeamento

Para determinar a secção nominal é necessário a corrente de projeto. Neste exemplo, o circuito é uma série fotovoltaica com proteção contra sobrecorrente. Assim, segundo a tabela de capacidade mínima de corrente dos circuitos, mostrada no tópico de proteção de cabeamento deste livro, a corrente mínima em relação à secção nominal dos condutores será o valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente:

$$I_B = I_N$$

Onde:

I_B - corrente de projeto (A)

I_N - a corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série fotovoltaica

O I_N se refere à corrente máxima que os módulos podem fornecer, ou seja, a corrente máxima de curto-circuito, logo:

$$I_B = I_N = 9,68 \text{ A}$$

O próximo passo é determinar a forma de instalação, que será o método (1) do tópico C.1 Cabo instalado ao ar livre, constante na NBR 16690. Iremos utilizar, também, a mesma tabela de capacidade de condução de corrente presente no tópico de proteção de cabeamento deste livro, dado que as características de temperatura do local são as mesmas.

Dessa forma, verificando a tabela e considerando $I_B = 9,68 \text{ A}$, Instalação exposta ao Sol e Modo de Instalação 1, a **secção nominal do cabo é $1,5 \text{ mm}^2$** , pelo critério da capacidade de condução de corrente.

Já analisando pela queda de tensão, considerando que 2% e o comprimento total dos cabos seja 40m, temos que a seção nominal do cabo é:

$$S = L \cdot I_B / \sigma \cdot e$$

Sendo que:

$$U_{Ptotal} = 12 \text{ módulos} \times 37,9 \text{ V por módulo} = 454,8 \text{ V}$$

$$L1 = 20 \text{ m} + 20 \text{ m (positivo + negativo)} = 40 \text{ m}$$

$$I_B = 9,68 \text{ A}$$

$$\sigma = 44 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$$

$$e = 0,02 \text{ (2\%)} \cdot 454,8 \text{ V} = 9,096 \text{ V}$$

Logo:

$$S = 40 \cdot 9,68 / 44 \cdot 9,096 = 0,97 \text{ mm}^2$$

Verificando os dois critérios de dimensionamento, capacidade de corrente e queda de tensão, a maior seção calculada foi a de **1,5 mm²**. Lembrando que a maior parte dos cabos fotovoltaicos são de 4mm² ou 6mm², garantindo a segurança em relação a passagem de corrente.

14. Dimensionar fusível

Como vimos no tópico de dimensionamento de fusível, a norma IEC 60364, comenta que o fusível não é obrigatório para até duas strings em paralelo na proteção de sobrecorrente.

Portanto, como nesse exemplo temos apenas uma string com 12 módulos, não é obrigatório o dimensionamento desse dispositivo.

15. Dimensionar disjuntor CA

De acordo com NBR 5410, os dispositivos, como os disjuntores, devem satisfazer às seguintes condições:

- $I_B \leq I_N \leq I_Z$
- $I_2 \leq 1,45 I_Z$

Neste exemplo tem-se que $I_B = 9,68 \text{ A}$ e $I_Z = 16 \text{ A}$ (pois a secção nominal é $1,5 \text{ mm}^2$). Logo, verifica-se as condições para os disjuntores:

- **$9,68 \text{ A} \leq I_N \leq 16 \text{ A}$**
- $I_2 \leq 1,45 \cdot 16 \text{ A}$

$$I_2 \leq 23,2 \text{ A}$$

Assim, o disjuntor CA para este dimensionamento deve ter entre $9,68 \text{ A}$ e 16 A .

16. Dimensionar DPS

Para determinarmos o DPS no circuito de corrente contínua deve-se verificar a tensão máxima dos 12 módulos em série, sendo:

$$V_{\text{STRING, MAX}} = 564,72 \text{ V}$$

Diante desse valor busca-se um DPS com uma máxima tensão de operação contínua (U_c) maior, pois a U_c representa a máxima tensão de operação que o dispositivo irá suportar sem que seja acionada para proteger a sobretensão.

Em geral recomenda-se para aplicação na corrente contínua DPS Classe II. Um modelo que poderia ser utilizado é do CLAMPER Solar 600 V 40 kA, veja a seguir o exemplo e as características.

SOLICITAÇÃO DE ACESSO À REDE DA CONCESSIONÁRIA

4. SOLICITAÇÃO DE ACESSO À REDE DA CONCESSIONÁRIA

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede necessitam de uma autorização da Concessionária local para ter o acesso à rede elétrica. Essa conexão desses sistemas à rede foi legalizada a partir da Resolução Nº 482/2012, que dispõe sobre os requisitos para o acesso à micro e minigeração distribuída, além do sistema de compensação.

A REN 482 passou por algumas revisões após sua criação em 2012. Uma delas foi a REN 687 de 2015. Nesta resolução também foi revisado o PRODIST (Seção 3.7 do Módulo 3). Ademais, por meio da REN 687 foi possível reduzir os custos e tempo de conexão da micro e minigeração.

A solicitação de acesso à rede da distribuição é regida pelo PRODIST elaborado pela ANEEL. O módulo 3 do PRODIST dispõe sobre o acesso ao Sistema de Distribuição e a Seção 3.7 define o Acesso de micro e minigeração distribuída.

Nesse tópico serão abordadas as principais características no que se refere ao acesso da rede elétrica. Indicamos a leitura na íntegra do PRODIST Módulo 3, para melhor entendimento sobre essa questão, pois algumas empresas estão relatando morosidade e burocracia na análise da documentação por parte das concessionárias. Sendo assim, é importante que você esteja ciente do trâmite e dos prazos estipulados pela ANEEL, a fim de que possa tomar as medidas cabíveis.

Para acessar a rede elétrica, são obrigatórias apenas as etapas de Solicitação de Acesso e o Parecer de Acesso para a central geradora classificada como micro ou minigeração distribuída.

4.1 Solicitação de Acesso

A primeira etapa é a Solicitação de Acesso. Primeiramente o projetista deverá entrar em contato com a concessionária da região do local da instalação para verificar informações detalhadas sobre a solicitação e os procedimentos a serem realizados.

Essa Solicitação de Acesso é definida, Na Seção 3.7 do PRODIST, como um requerimento formulado pelo acessante, que, uma vez entregue à acessada, no caso a concessionária, implica prioridade no atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo. O acessante, nesse caso, é o consumidor e a acessada, a concessionária.

A solicitação de acesso deve conter um **Formulário de Solicitação de Acesso** para microgeração e minigeração distribuída constante nos Anexos II, III e IV do módulo 3 do PRODIST e presente no anexo deste material.

Os documentos devem estar conforme a potência instalada da geração, acompanhados do que for pertinentes para cada caso, não cabendo à distribuidora solicitar dados adicionais àqueles indicados nos formulários. Por exemplo, pode-se verificar alguns documentos que são exigidos no Anexo II na tabela a seguir.

4 - Documentação a Ser Anexada

1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração
2. Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção(inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação.
3. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.
4. Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg
5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012
6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)
7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)

No Formulário de Solicitação de Acesso estão listados todos os documentos necessários que devem ser enviados à distribuidora, sendo de suma importância que sejam anexados na Solicitação de Acesso para que não haja rejeição por parte da acessada.

Após o recebimento da documentação completa, a distribuidora deve entregar ao acessante um recibo da formalização da solicitação de acesso.

Caso a documentação esteja incompleta, a distribuidora deve, imediatamente, recusar o pedido de acesso e notificar o consumidor sobre todas as informações pendentes, devendo o acessante realizar uma nova solicitação após a regularização das pendências identificadas.

4.2 Parecer de Acesso

Após a Solicitação de acesso, a concessionária deve emitir um Parecer de Acesso, documento obrigatório que informa as devidas condições de acesso, como a conexão e o uso e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante com os respectivos prazos. É necessário indicar uma série de dados técnicos da instalação.

O Parecer de Acesso tem alguns prazos máximos para serem elaborados, devendo cumprir o seguinte de acordo com o Módulo 3 do PRODIST:

- i. até **15 (quinze) dias** após o recebimento da solicitação de acesso, para central geradora classificada como **microgeração distribuída**, quando não houver necessidade de melhorias ou reforços no sistema de distribuição acessado.

ii. até **30 (trinta) dias** após o recebimento da solicitação de acesso, para central geradora classificada como **minigeração distribuída**, quando não houver necessidade de melhorias ou reforços no sistema de distribuição acessado;

iii. até **30 (trinta) dias** após o recebimento da solicitação de acesso, para central geradora classificada como **microgeração distribuída**, quando houver necessidade de execução de obras de melhorias ou reforço no sistema de distribuição

iv. até **60 (sessenta) dias** após o recebimento da solicitação de acesso, para central geradora classificada como **minigeração distribuída**, quando houver necessidade de execução de obras de melhoria ou reforço no sistema de distribuição.

Após a emissão do parecer de acesso, o consumidor deve comprar e instalar a geração e solicitar vistoria à distribuidora acessada em até **120 (cento e vinte) dias**.

O Tópico 4, sobre requisitos de projetos do Módulo 3 do PRODIST, descreve alguns critérios para o projeto das instalações. A tabela seguir mostra os requisitos mínimos do ponto de conexão em função da potência instalada.

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão (1)	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção (2)	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim (3)	Sim (3)	Sim
Proteção de sub e sobrefreqüência	Sim (3)	Sim (3)	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Sistema de Medição Bidirecional (4)	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

Requisitos mínimos em função da potência instalada

Fonte: Módulo 3 do PRODIST

Notas:

- Chave seccionadora visível e acessível
- Elemento de interrupção automático acionados por proteção
- Transformador de interface entre a UC e rede de distribuição
- Não é necessário relé de proteção específico
- Não é necessário relé de sincronismo específico
- A proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à UC
- O sistema de medição bidirecional deve diferenciar, no mínimo, a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede

Ainda segundo o Tópico 4, no caso de sistemas que são conectados à rede por meio de inversores, o consumidor deve apresentar certificados que atestem ensaios e que atestem, também, que os inversores estão conforme as normas técnicas. Ou, ainda, apresentar o número de registro da concessão do Inmetro para o modelo e a tensão nominal de conexão, presentes na solicitação de acesso.

Após a solicitação formal da vistoria, a concessionária deve realizar a vistoria das instalações de conexão, no prazo de **até 7 (sete) dias**, contados da data de solicitação formal.

Se houver algum caso em que sejam detectadas pendências nas instalações da UC, a distribuidora deve encaminhar ao interessado, em **até 5 (cinco) dias**, um relatório contendo os respectivos motivos e uma lista com todas as providências a serem tomadas. Após fazer as devidas correções e regularizar os aspectos técnicos, o consumidor deve formalizar nova solicitação de vistoria à distribuidora.

A etapa seguinte é a aprovação do ponto de conexão pela concessionária, que fará a liberação da conexão efetiva no prazo de até **7 (sete) dias**, contado da data de realização da vistoria em que foi regularizado e constatado adequação das instalações de conexão da microgeração ou minigeração distribuída

Após a aprovação do ponto, ocorre a troca de medição. A medição bidirecional pode ser realizada por meio de dois medidores unidirecionais, um para aferir a energia elétrica ativa consumida e outro para a energia elétrica ativa gerada.

Caso a alternativa seja de menor custo ou haja solicitação do titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída.

Em relação aos custos de adequação do sistema de medição, existem duas situações:

- A distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição sem custos para o consumidor no caso de **microgeração distribuída**, assim como pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição
- No caso de conexão de **minigeração distribuída**, o consumidor é responsável por ressarcir a distribuidora pelos custos de adequação do sistema de medição, nos termos da regulamentação específica.

Nas figuras a seguir tem-se um resumo das etapas e prazos necessários para o procedimento de acesso da Microgeração e Minigeração, conforme recomendações do PRODIST.

Etapas para Acesso à Minigeração



fonte: Instituto Solar

Etapas para Acesso à Microgeração



fonte: Instituto Solar

Todas essas etapas, quando finalizadas, farão a regularização do sistema fotovoltaico conectado à rede, solicitado pelo consumidor que deseja instalar um sistema micro ou minigeração.

É de suma importância que o Projetista Fotovoltaico esteja atento e saiba compreender todos esses procedimentos para que, durante a vistoria, não ocorram intercorrência em relação às conexões, evitando desconforto aos clientes. E, por fim, todos os conhecimentos técnicos abordados até aqui são essenciais para qualificação do projetista. Ressalta-se, também, que é primordial o projetista conhecer todas as normas técnicas referentes ao projeto, a fim de que seja elaborado de maneira segura.

Anexos II, III e IV DO PRODIST

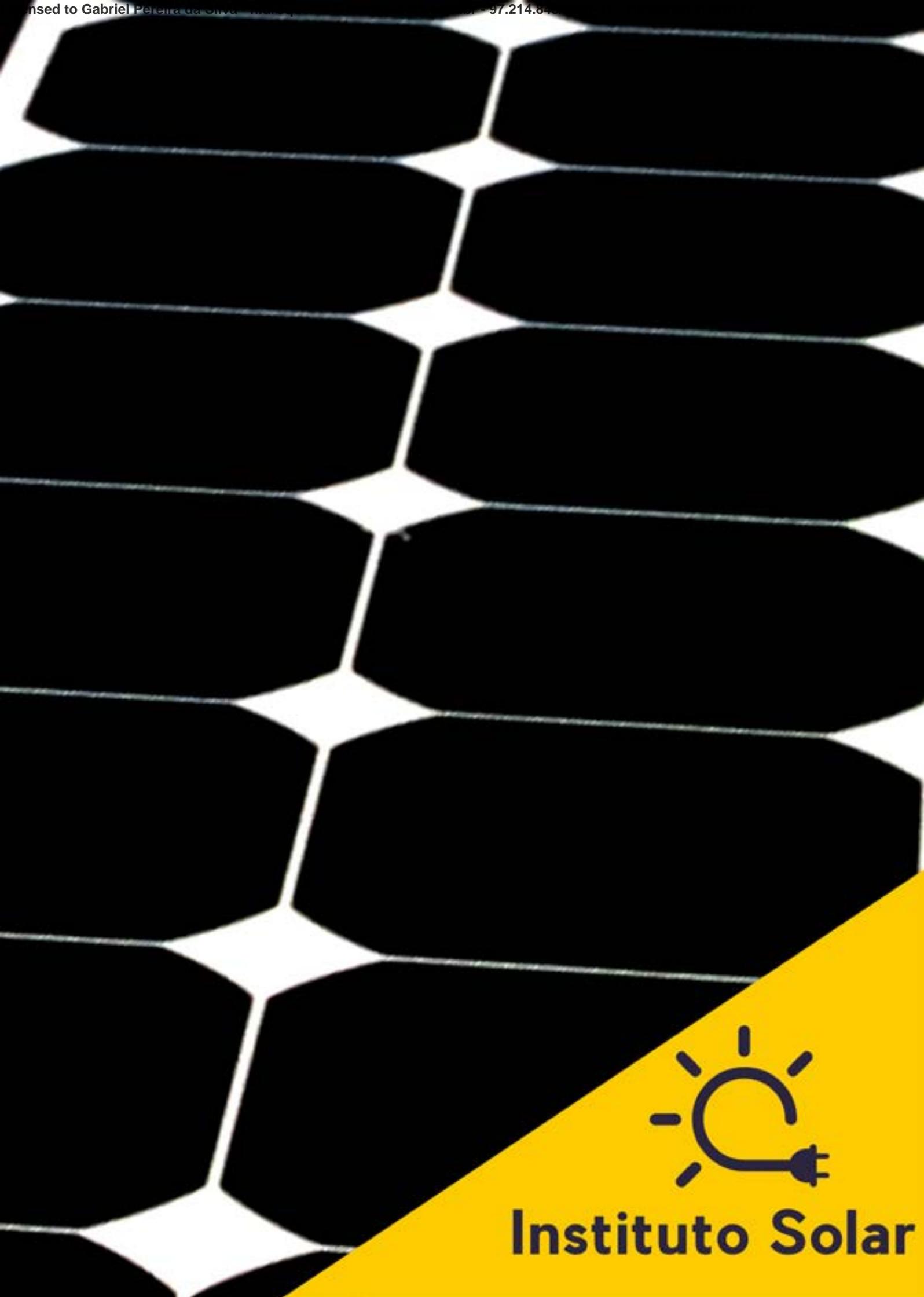


Procedimentos de Distribuição

Assunto: Acesso de Micro e Minigeração Distribuída	Sepção: 3,7	Revisão: 7	Data de Vigência: 01/06/2017	Página: 72 de 74
---	----------------	---------------	---------------------------------	---------------------

ANEXO II – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA IGUAL OU INFERIOR A 10KW

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC	
Código da UC:	Classe:
Titular da UC:	
Rua/Av.:	Nº: CEP:
Bairro:	Cidade:
E-mail:	
Telefone: ()	Celular: ()
CNPJ/CPF:	
2- Dados da Unidade Consumidora	
Carga instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):
Tipo de conexão: monofásica <input type="checkbox"/> bifásica <input type="checkbox"/> trifásica <input type="checkbox"/>	
3 - Dados da Geração	
Potência instalada de geração (kW):	
Tipo da Fonte de Geração:	
Hidráulica <input type="checkbox"/>	Solar <input type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>
Outra (especificar):	
4 - Documentação a Ser Anexada	
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração	<input type="checkbox"/>
2. Diagrama unifilar contendo Geração/Proteção/Inversor, se for o caso/Medição e memorial descritivo da instalação.	<input type="checkbox"/>
3. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do limite dos inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.	<input type="checkbox"/>
4. Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/legis	<input type="checkbox"/>
5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de injeção dos créditos e o enquadramento conforme inciso VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	<input type="checkbox"/>
6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	<input type="checkbox"/>
7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	<input type="checkbox"/>
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)	
Responsável/Área:	
Endereço:	
Telefone:	
E-mail:	
6 - Solicitante	
Nome/Procurador Legal:	
Telefone:	
E-mail:	
Local	Data
Assinatura do Responsável	



Instituto Solar