
DOCUMENTO TÉCNICO DE APLICAÇÕES

Centrais fotovoltaicas

Tecnologia de ponta. Do sol à tomada



Documento técnico de aplicações Centrais fotovoltaicas Índice

GENERALIDADES
SOBRE AS CENTRAIS
FOTOVOLTAICAS (FV)

PRODUÇÃO DE ENERGIA

MÉTODOS DE
INSTALAÇÃO E
CONFIGURAÇÕES

LADO DE MÉDIA
TENSÃO DA CENTRAL
FOTOVOLTAICA

PROTEÇÃO CONTRA
CHOQUES ELÉTRICOS,
ATERRAMENTO E
PROTEÇÃO CONTRA
CONTATOS INDIRETOS

PROTEÇÃO CONTRA
SOBRECORRENTE

PROTEÇÃO CONTRA
SOBRETENSÃO

ANEXO A – NOVAS
TECNOLOGIAS

ANEXO B – EXEMPLOS
DE DESIGN DE CENTRAIS
FOTOVOLTAICAS

ANEXO C –
MANUTENÇÃO

ABREVIACÕES E
ACRÔNIMOS

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

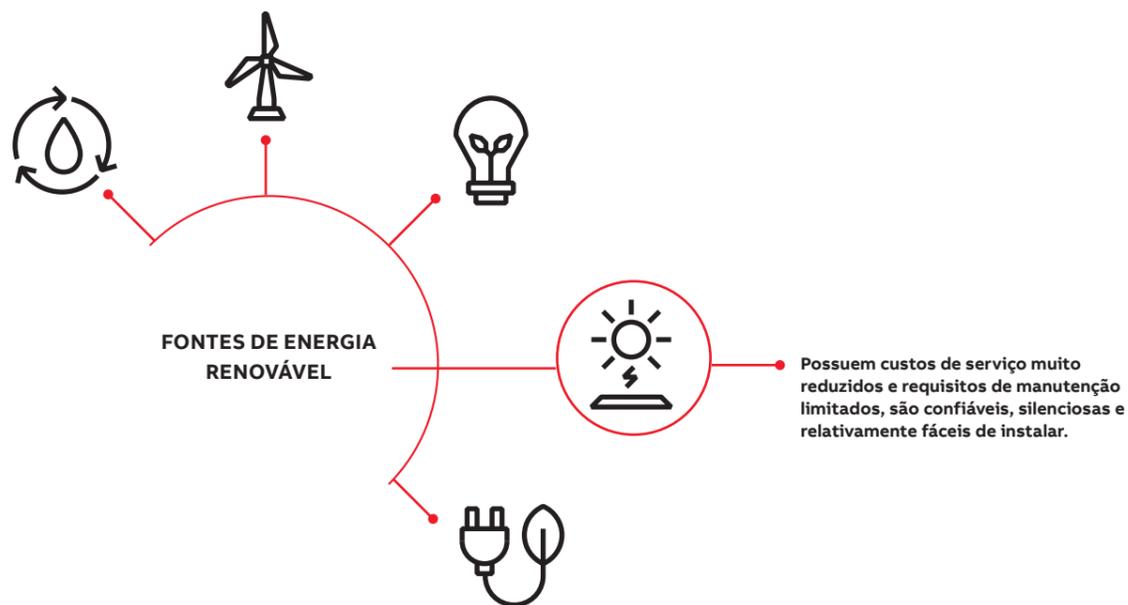
Introdução

No atual contexto global de energia e meio ambiente, reduzir as emissões de gases de efeito estufa e substâncias poluentes (também seguindo o protocolo de Kioto) se tornou de vital importância. Essa meta também pode ser alcançada através do uso de fontes alternativas e renováveis de energia para parar e reduzir o uso de combustíveis fósseis, os quais estão condenados a esgotar devido ao seu grande consumo por vários países.

O sol é, sem dúvidas, uma fonte de energia renovável de grande potencial e é possível recorrer a ele com total respeito pelo meio ambiente. Basta pensar que, o tempo todo, a superfície do hemisfério terrestre exposta ao sol recebe uma potência que ultrapassa os 50 mil TW; a quantidade de energia solar que chega ao solo terrestre é enorme, cerca de 10 mil vezes a energia utilizada no mundo inteiro.

Entre os diversos sistemas que utilizam fontes de energia renovável, a energia solar fotovoltaica é promissora devido às qualidades intrínsecas do próprio sistema: possui custos de serviço muito reduzidos (o combustível é gratuito) e requisitos de manutenção limitados, é confiável, silenciosa e fácil de instalar.

Além disso, a energia solar fotovoltaica, em algumas aplicações não conectadas à rede elétrica, é definitivamente conveniente em comparação com outras fontes de energia, especialmente em locais cujo acesso da eletrificação tradicional é difícil e dispendioso.



- 01 Central fotovoltaica residencial
- 02 Sistema fotovoltaico industrial/comercial com montagem em telhado
- 03 Sistema fotovoltaico em garagens
- 04 Sistema fotovoltaico de grande escala

Este documento técnico tem o objetivo de apresentar os conceitos básicos para a concretização de uma central fotovoltaica.

Começando pela descrição geral dos componentes principais de uma central fotovoltaica, foram descritos os principais conceitos de design do campo fotovoltaico e os critérios de seleção do inversor. Também foram apresentados os métodos de proteção contra contatos indiretos, sobrecorrente e sobretensão, a fim de orientar o profissional quanto ao design correto da central fotovoltaica, de acordo com os requisitos padrão.

Esta nova edição do documento técnico leva em consideração todas as normas que representam o que há de mais avançado.

— 01



— 02



— 03

— 04

Generalidades sobre as centrais fotovoltaicas (FV)

Conteúdo

1.1 Tipos de centrais fotovoltaicas 8

1.2 Componentes principais de uma central fotovoltaica 9

1.2.1 Gerador fotovoltaico 9

1.2.2 Inversor 11

1.2.2.1 Inversores centralizados 12

1.2.2.2 Inversores de strings 13

1.2.2.3 Microinversores 14

1.2.2.4 Escolha da arquitetura de inversores 15

1.3 Tipos de módulos fotovoltaicos 16

1.3.1 Módulos de silício cristalino 16

1.3.2 Módulos de película fina 21

Generalidades sobre as centrais fotovoltaicas (FV)

1.1 Tipos de centrais fotovoltaicas

Os sistemas fotovoltaicos podem ser muito simples, formados por apenas um módulo fotovoltaico e carga. No entanto, dependendo da configuração do sistema, podemos diferenciar os três principais tipos de sistemas fotovoltaicos:

• Conectados à rede elétrica

(também chamados de On Grid ou Utility Interactive System):

esse tipo de sistema fotovoltaico está sempre conectado à rede elétrica. A potência que o gerador fotovoltaico produz é convertida de CC para CA pelo inversor e, em seguida, a energia é fornecida à rede elétrica. Em momentos em que não há luz solar, as cargas consomem a eletricidade da rede elétrica.

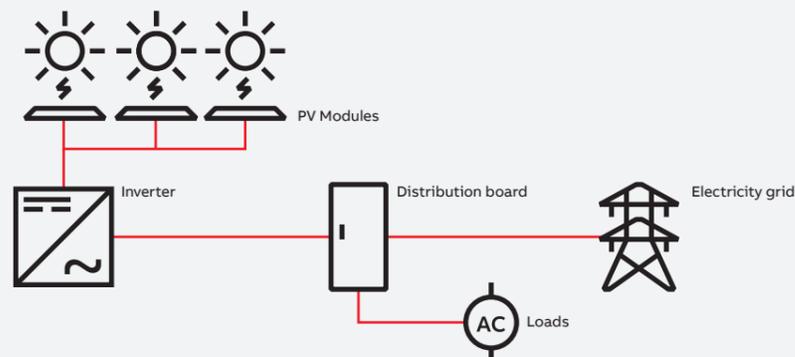


Figura 1

• Sistema fora da rede

(também chamado de Sistema Autônomo):

os sistemas solares fora da rede ou autônomos não são conectados à rede elétrica. o sistema fotovoltaico produz eletricidade, que é armazenada em bancos de baterias. à noite, essa eletricidade armazenada é utilizada para fornecer energia. os sistemas autônomos são comuns em áreas remotas onde não há eletricidade nem acesso à rede elétrica.

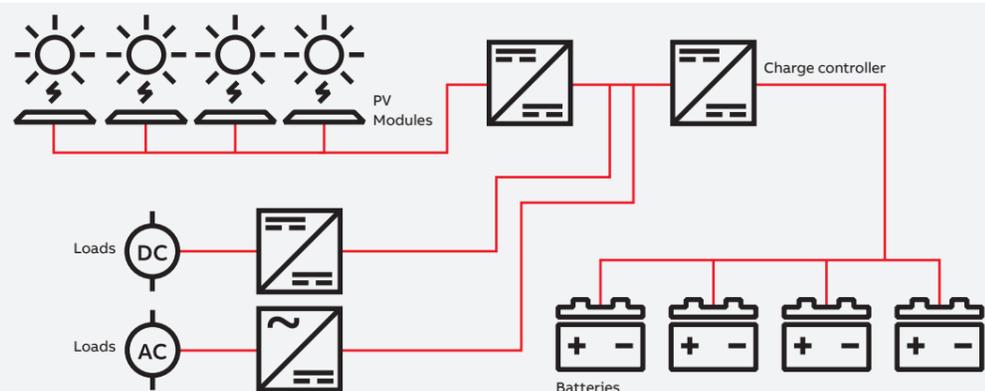
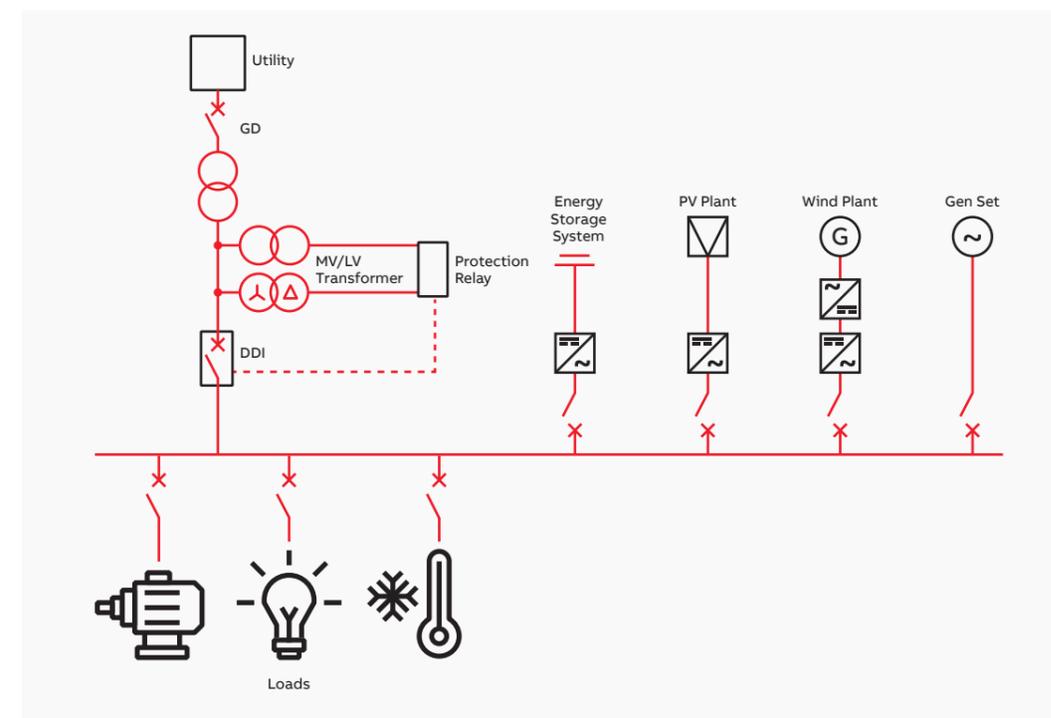


Figura 2

• Sistema solar híbrido:

os sistemas solares híbridos são configurados para possuir uma chave seccionadora automática, que pode ligar ou desligar, dependendo dos requisitos de eletricidade da microrrede onde os sistemas fotovoltaicos estão conectados.

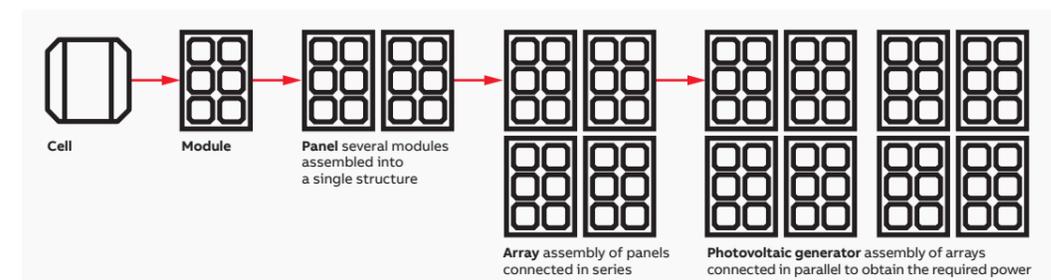
Figura 3



1.2 Componentes principais de uma central fotovoltaica

1.2.1 Gerador fotovoltaico

A célula fotovoltaica é o dispositivo fotovoltaico¹ mais fundamental. Um módulo fotovoltaico² é um grupo de células fotovoltaicas interconectadas e protegidas contra as intempéries. Os arranjos fotovoltaicos são conjuntos mecânicos e elétricos de módulos fotovoltaicos (um arranjo fotovoltaico inclui todos os componentes até os terminais de entrada de CC do inversor ou outros equipamentos de conversão de potência ou mesmo cargas de CC). O gerador fotovoltaico utiliza o efeito fotovoltaico para converter a luz solar em eletricidade e é representado pelo arranjo fotovoltaico em um sistema fotovoltaico.



1
Sistemas de energia solar fotovoltaica segundo a IEC 61836 TS - Termos, definições e símbolos

2
Módulo ≠ Painel; Os módulos fotovoltaicos podem ser montados em painéis fotovoltaicos; o painel fotovoltaico é formado por módulos fotovoltaicos mecanicamente integrados, pré-montados e eletricamente interconectados

Figura 4

Para melhor compreender o comportamento e a composição de um gerador fotovoltaico, é necessário esclarecer o comportamento da interconexão em série e em paralelo de células ou módulos.

Em uma conexão em série de células / módulos:

- as tensões são somadas;
- a corrente não é somada: é determinada pela fotocorrente em cada célula solar. A corrente total em uma string de células/módulos solares é igual à corrente gerada por uma única célula solar.

A string de módulos fotovoltaicos é um circuito de módulos fotovoltaicos conectados em série. A caixa de derivação de strings fotovoltaicas é um compartimento onde as strings fotovoltaicas são eletricamente conectadas em paralelo e onde podem ser colocados os dispositivos de proteção, se necessário.

Exemplo 1

- A tensão de circuito aberto (V_{oc}) de uma célula é igual a 0,6 V; uma string de 3 células fornecerá uma tensão de circuito aberto (V_{oc}) de 1,8 V.
- A corrente de curto-circuito (I_{sc}) de uma célula monocristalina de 6" é igual a 9,97 A; uma string de 3 células fornecerá uma corrente de curto-circuito (I_{sc}) de 9,97 A.
- A tensão de circuito aberto (V_{oc}) de um módulo (por ex., 60 células monocristalinas de 6" com potência nominal de 300 W em condições STC) é de 39,4 V; uma string de 20 módulos fornecerá uma tensão de circuito aberto (V_{oc}) de 788 V.
- A corrente de curto-circuito (I_{sc}) de um módulo (por ex., 60 células monocristalinas de 6" com potência nominal de 300 W em condições STC) é igual a 9,97 A; uma string de 20 células fornecerá uma corrente de curto-circuito (I_{sc}) de 9,97 A.

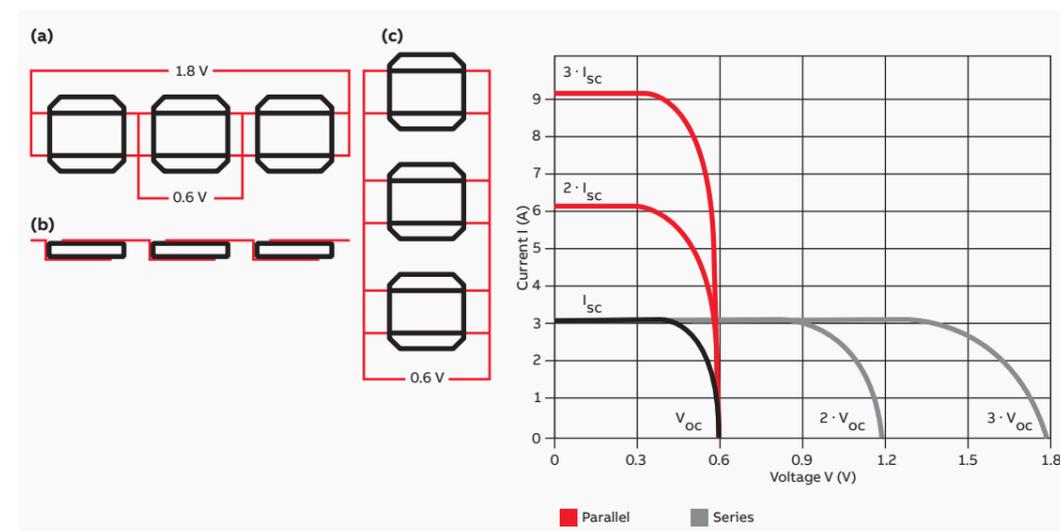
Em uma conexão em paralelo de células / módulos:

- a tensão é a mesma em todos(as) células/módulos solares;
- as correntes dos(as) células/módulos solares são somadas.

Exemplo 2

- A tensão de circuito aberto (V_{oc}) de uma célula é igual a 0,6 V; a conexão em paralelo de 3 células fornecerá uma tensão de circuito aberto (V_{oc}) de 0,6 V.
- A corrente de curto-circuito (I_{sc}) de uma célula monocristalina de 6" é igual a 9,97 A; a conexão em paralelo de 3 células fornecerá uma corrente de curto-circuito (I_{sc}) de 29,91 A.
- A tensão de circuito aberto (V_{oc}) de um módulo (por ex., 60 células monocristalinas de 6" com potência nominal de 300 W em condições STC) é de 39,4 V; a conexão em paralelo de 3 módulos fornecerá uma tensão de circuito aberto (V_{oc}) de 39,4 V.
- A corrente de curto-circuito (I_{sc}) de um módulo (por ex., 60 células monocristalinas de 6" com potência nominal de 300 W em condições STC) é igual a 9,97 A; a conexão em paralelo de 3 módulos fornecerá uma corrente de curto-circuito (I_{sc}) de 29,91 A.
- A tensão de circuito aberto (V_{oc}) de uma string de 20 módulos (por ex., 60 células monocristalinas de 6" com potência nominal de 300 W em condições STC) é de 788 V; a conexão em paralelo de 3 strings fornecerá uma tensão de circuito aberto (V_{oc}) de 788 V.
- A corrente de curto-circuito (I_{sc}) de uma string de 20 módulos (por ex., 60 células monocristalinas de 6" com potência nominal de 300 W em condições STC) é igual a 9,97 A; a conexão em paralelo de 3 strings fornecerá uma corrente de curto-circuito (I_{sc}) de 29,91 A.

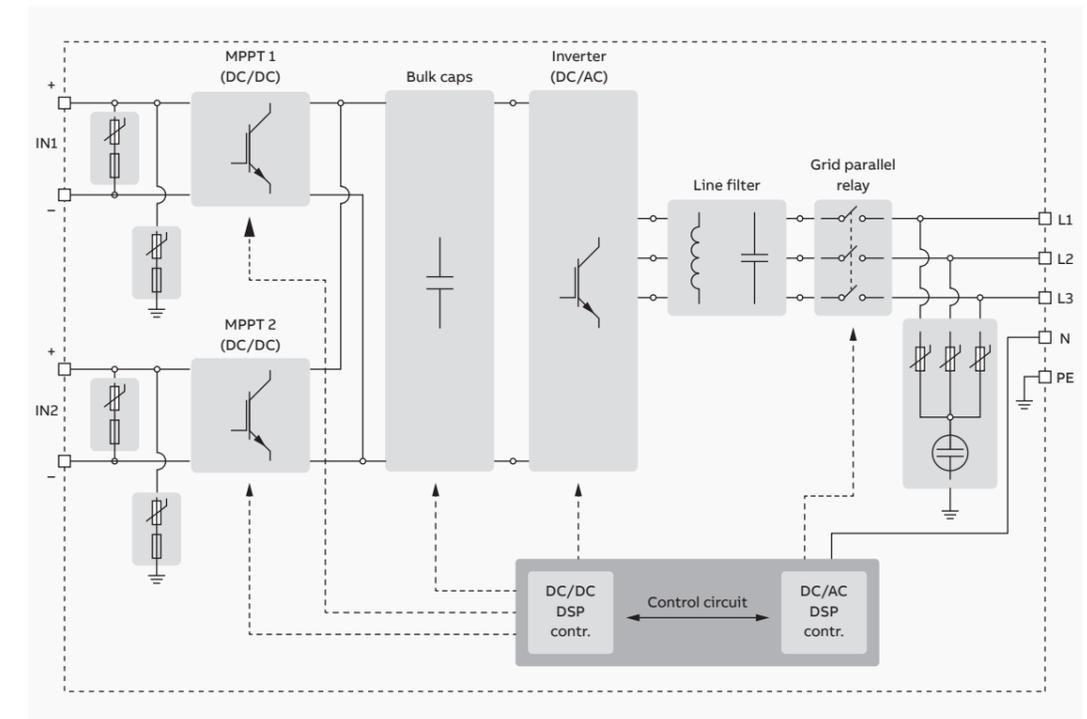
Figura 5



1.2.2 Inversor

O inversor é o equipamento que converte a corrente contínua em alternada e controla a qualidade da potência de saída que será fornecida à rede elétrica.

Figura 6



Principais partes que compõem os inversores (Figura 6):

- **MPPT** (Rastreador do ponto de potência máxima): é um circuito (geralmente um conversor CC a CC) utilizado nos inversores fotovoltaicos com o objetivo de maximizar a energia disponível do gerador fotovoltaico a qualquer momento durante a sua operação. A potência fornecida pelo gerador fotovoltaico depende do ponto onde ele opera. Os controladores podem adotar várias estratégias para otimizar a saída de potência do gerador fotovoltaico. O MPPT pode implementar diversos algoritmos (por ex., Perturb and observe [perturbar e observar], Current sweep [varredura de corrente], Incremental conductance [condutância incremental], Constant voltage [tensão constante], etc.) e alternar entre eles com base nas condições operacionais do gerador fotovoltaico.
- **Capacitores de grande porte:** Os capacitores de grande porte são utilizados para evitar que as correntes de ondulação retornem à fonte de alimentação de CC e para suavizar as variações de tensão do barramento CC. Também são utilizados para proteger os IGBTs.
- **Inversor CC/CA:** o inversor é um circuito que converte uma alimentação CC em CA na tensão e frequência de saída desejadas. A conversão pode ser realizada através de dispositivos de ativação e desativação (por ex., IGBT). A forma de onda da tensão de saída de um inversor ideal deve ser sinusoidal. No entanto, as formas de onda da tensão dos inversores não são perfeitamente sinusoidais e contêm harmônicas. A frequência de saída de um inversor é determinada pela taxa na qual os dispositivos semicondutores são ligados e desligados pelo conjunto de circuitos de controle do inversor. Para obter uma forma de onda o mais sinusoidal possível, é utilizada uma técnica mais sofisticada – a Modulação por Largura de Pulso (PWM); a técnica PWM permite que seja obtida uma regulação tanto na frequência quanto no valor r.m.s. (eficaz) da forma de onda de saída.
- **Filtro de linha:** geralmente é um filtro L-C utilizado para controlar a qualidade da potência de saída a ser fornecida à rede elétrica; o uso desse filtro permite a geração de tensões sinusoidais com baixa distorção harmônica.

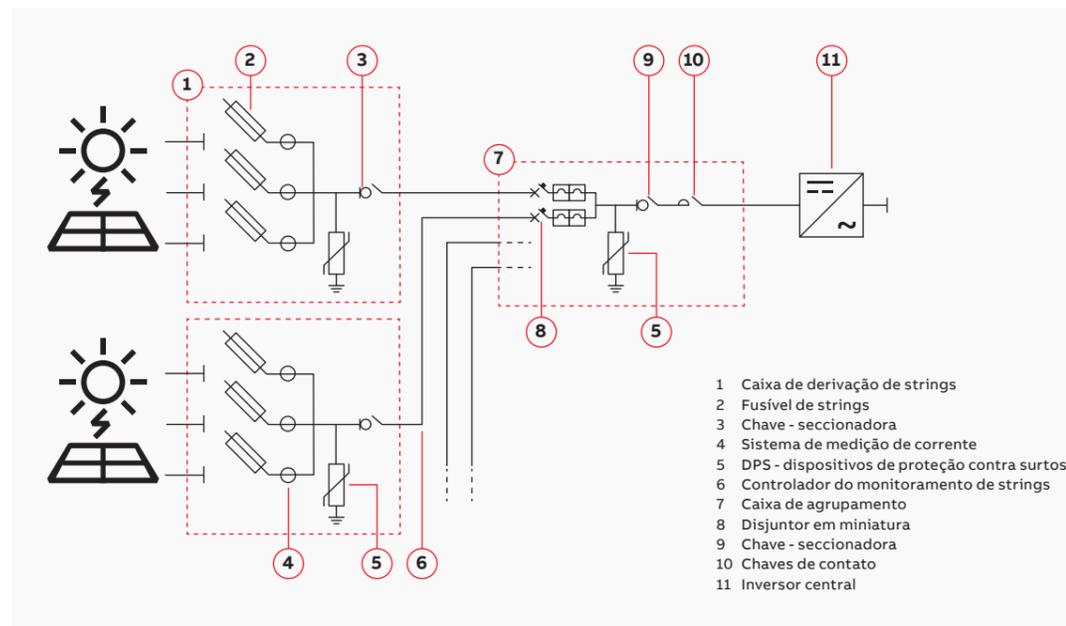
Além disso, devido às características dos desempenhos exigidos, os inversores para centrais não conectadas à rede (off-grid) e para aquelas conectadas à rede elétrica devem possuir características diferentes:

- em centrais fora da rede elétrica, os inversores devem ser capazes de fornecer no lado de CA uma tensão com máxima constância na variação da produção do gerador e da demanda de carga;
- em centrais conectadas à rede elétrica, os inversores devem replicar, da maneira mais exata possível, a tensão da rede e, ao mesmo tempo, tentar otimizar e maximizar a saída de potência dos módulos fotovoltaicos. Os inversores são equipados com uma proteção que controla a sincronização do inversor com os parâmetros da rede elétrica.

1.2.2.1 Inversores centralizados

Os inversores centralizados são de até 5000 kW (este limite superior está em contante crescimento). As soluções em inversores centrais podem ser utilizadas em centrais fotovoltaicas de edifícios comerciais e industriais e, geralmente, em aplicações montadas no solo. A arquitetura da central fotovoltaica com inversor centralizado está descrita na Figura 7; esta arquitetura requer o uso de caixas de derivação de CC para a conexão em paralelo das strings fotovoltaicas.

Figura 7



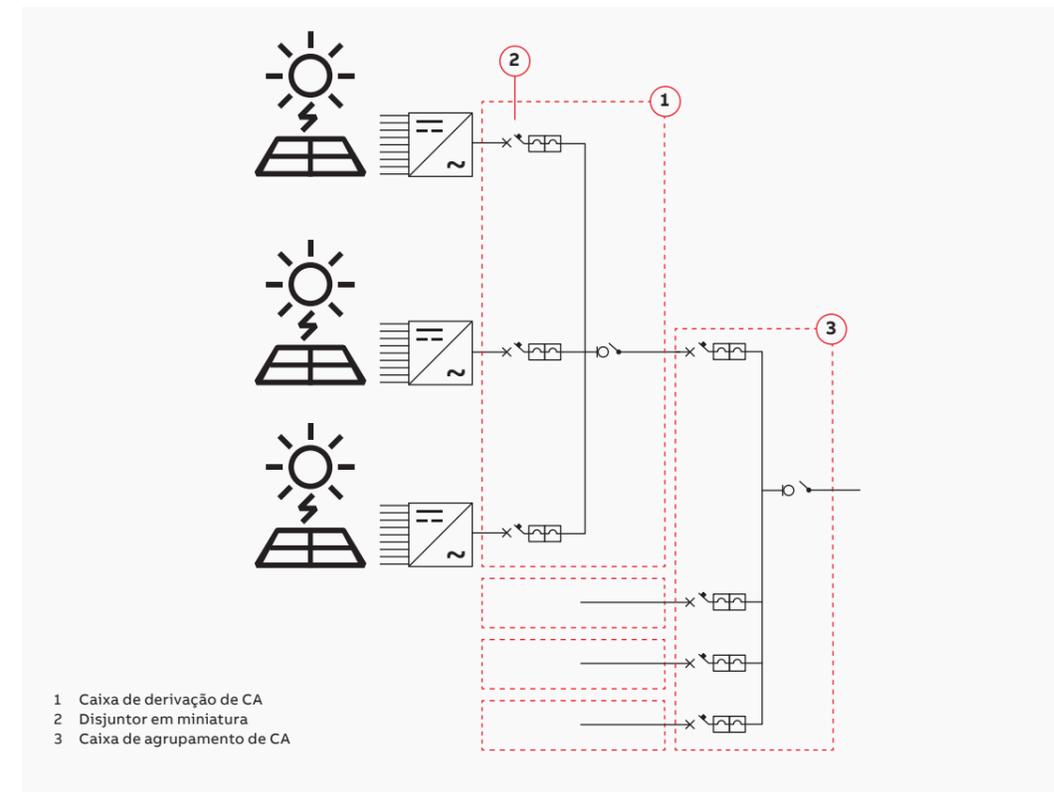
As características e vantagens dos inversores centrais são:

- menor CAPEX;
- menor número de inversores;
- mais experiência em aplicações em campo.

1.2.2.2 Inversores de strings

Os inversores de strings possuem uma potência de 1,2 kW a 175 kW. As soluções em inversores de strings podem ser utilizadas, geralmente, em centrais fotovoltaicas de edifícios residenciais, comerciais e industriais, bem como em aplicações montadas no solo. A arquitetura da central fotovoltaica com inversor de strings está descrita na Figura 8.

Figura 8



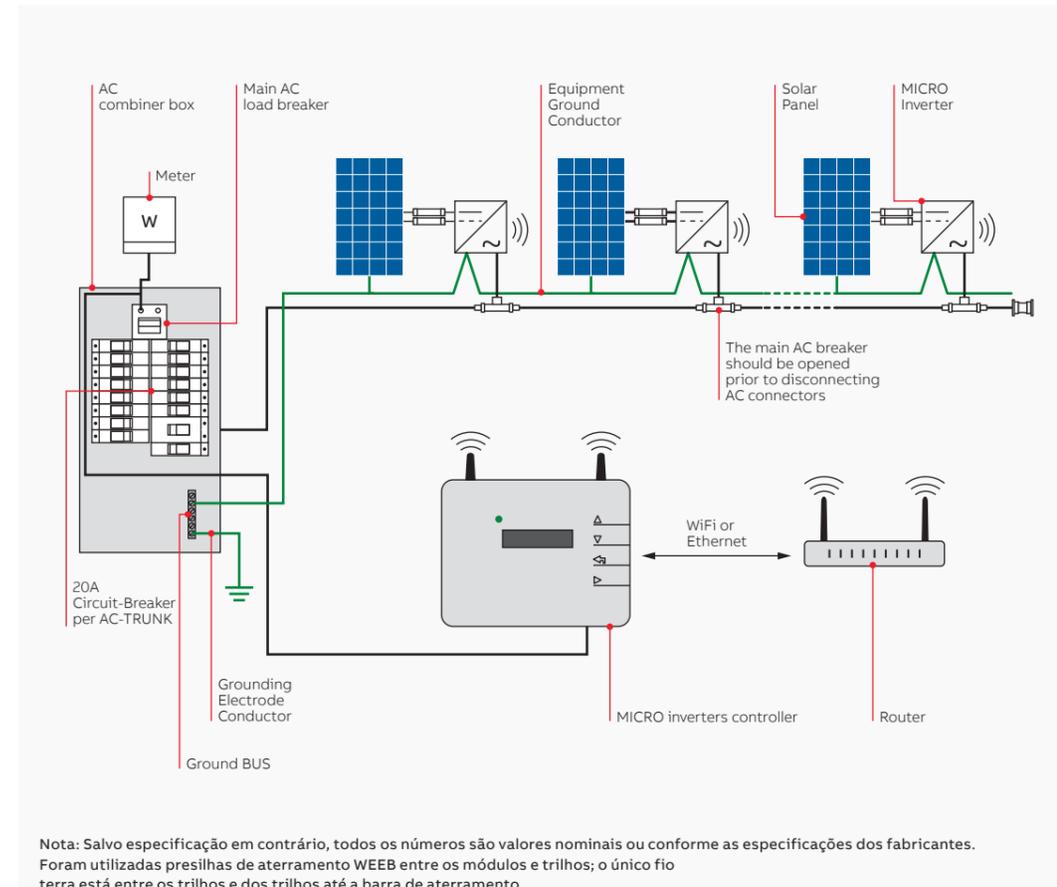
Características e vantagens dos inversores de strings:

- design multifuncional configurável com dispositivos de proteção de entrada de CC integrados e monitorados;
- ampla faixa de tensão de entrada;
- várias entradas MPPT;
- alta eficiência total;
- funções avançadas de suporte à rede elétrica;
- interface de usuário e serviço segura e intuitiva;
- ideais para instalação externa e interna;
- perda mínima com manutenção (tempo de funcionamento máximo);
- fácil identificação de falhas;
- melhor OPEX;
- logística mais fácil;
- conexão direta das strings dentro do inversor.

1.2.2.3 Microinversores

Os microinversores são instalados por trás de um ou alguns módulos fotovoltaicos e convertem a alimentação de CC dos módulos fotovoltaicos em CA, em conformidade com a rede elétrica, diretamente no módulo. As soluções em microinversores podem ser utilizadas em centrais fotovoltaicas de edifícios residenciais e comerciais. A arquitetura da central fotovoltaica com microinversor está descrita na Figura 9.

Figura 9



Vantagens dos microinversores:

- menor perda de energia em caso de sombra;
- perda mínima com manutenção;
- monitoramento do desempenho de módulos fotovoltaicos individuais;
- menor dimensão dos cabos (como a saída é convertida de CC para CA (230V) na parte traseira do painel, o cabo necessário para transmitir a corrente pode ser de um diâmetro menor).
- alta modularidade da central fotovoltaica;
- desligamento de módulos individuais em caso de emergência.

No entanto, a central fotovoltaica com arquitetura de microinversores possuem um custo inicial mais alto.

1.2.2.4 Escolha da arquitetura de inversores

A escolha da arquitetura de inversores afeta os custos da central fotovoltaica. Durante os últimos anos, os custos dos inversores centrais e dos inversores string caíram drasticamente. O custo de inversores string ainda é maior que os do tipo central (CAPEX Material Analysis).

O custo de instalação também é determinante para a escolha da arquitetura de inversores: a instalação mecânica, instalação elétrica e a colocação em funcionamento do inversor string é mais caro que no caso dos inversores centrais.

O BOS de CC é mais caro para uma arquitetura de inversor central e o BOS de CA é mais caro para uma arquitetura de inversores string. A nível global, o custo de instalação de inversores string é maior que o de inversores centralizados.

A principal diferença entre inversores centrais e string está nos custos operacionais:

- A grande capacidade energética dos inversores centrais resulta na necessidade de resfriamento ativo. A menor capacidade energética dos inversores string elimina a necessidade de resfriamento ativo.
- Os armários dos inversores centrais são fabricados com ventoinhas, filtros e respiradouros para permitir o resfriamento: tais componentes exigem manutenção. Além disso, a unidade de conversão de potência e as placas de controle podem precisar ser substituídas durante a vida útil estimada do inversor. O inversor central foi concebido de modo que a sua manutenção seja realizada em campo e, portanto, os custos de manutenção são consideráveis. Os inversores string geralmente não foram concebidos para que a sua manutenção seja realizada em campo e, portanto, os custos de manutenção são baixos.

Da perspectiva do desempenho da central:

- A arquitetura de inversores string é caracterizada por vários MPPT: se o desempenho em todos os arranjos variar devido ao sombreamento não uniforme, a arranjos com ângulos de inclinação ou orientações diferentes ou a módulos danificados, o desempenho de cada gerador fotovoltaico pode ser otimizado em nível de arranjo, de modo que a saída do sistema seja maximizada. Normalmente, a arquitetura de inversor centralizado é caracterizada por um único MPPT.
- A disponibilidade da central ou o “tempo de funcionamento” da arquitetura de inversor central é menor que a da arquitetura de inversores string: se um inversor central for desligado, uma parcela significativa do gerador fotovoltaico é perdida até que a funcionalidade seja restaurada. A natureza distribuída da arquitetura de inversores string, entretanto, resulta no desligamento de somente um pequeno número de arranjos se um inversor for desligado.

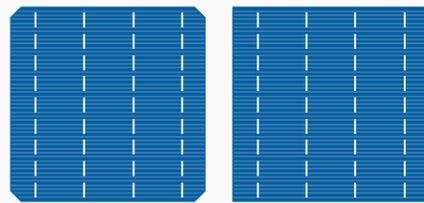
1.3 Tipos de módulos fotovoltaicos

1.3.1 Módulos de silício cristalino

Atualmente, os módulos de silício cristalino (c-Si) ainda são os mais utilizados nas centrais fotovoltaicas instaladas. A diferenciação entre os diferentes tipos de módulos fotovoltaicos de c-Si pode ser feita de acordo com diversos critérios, principalmente focados nas características das células:

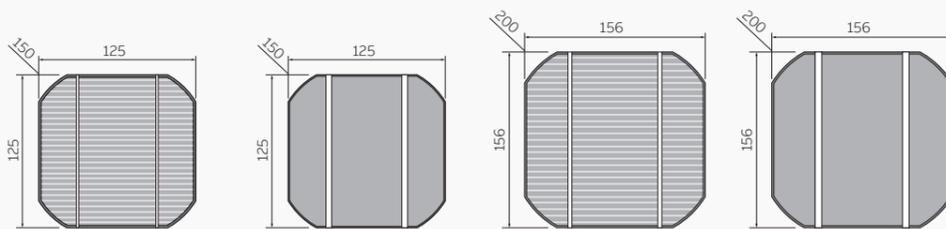
- **Cristalização do silício:** de acordo com a tecnologia de produção de lingotes, as células solares de c-Si podem ser **monocristalinas** ou **poli cristalinas**; as células solares monocristalinas são fabricadas com uma forma pura de silício. As células solares policristalinas são obtidas a partir de lingotes fundidos, onde os cristais não possuem perfeitamente a mesma orientação.
- **Geometria das células:** a geometria das células depende principalmente da tecnologia de produção dos lingotes de silício. As células podem ser **quadradas** ou **semiquadradas**; geralmente, as células solares monocristalinas podem ser semiquadradas ou quadradas e as policristalinas podem ser quadradas.

Figura 10
à esquerda, uma célula solar monocristalina semiquadrada; à direita, uma célula solar policristalina quadrada



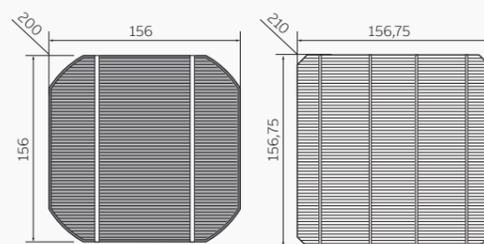
- **Dimensão das células:** as dimensões das células dependem principalmente do lingote de silício utilizado para a produção do wafer. Assim, as células são categorizadas em células solares de 5" (polegadas) e de 6" (polegadas).

Figura 11
à esquerda, uma célula solar monocristalina semiquadrada de 5"; à direita, uma célula solar monocristalina semiquadrada de 6"



- Atualmente, as células mais comuns são de 6"; a altura e a largura de uma célula solar de 6" é de **156 mm** ou **156,75 mm**. As células semiquadradas são caracterizadas também pela diagonal das células, que pode ser de **200 mm** ou **210 mm**.

Figura 12
à esquerda, uma célula solar monocristalina semiquadrada de 6", medindo 156 x 156 com diagonal de 200 mm; à direita, uma célula solar monocristalina semiquadrada de 6", medindo 156,75 x 156,75 com diagonal de 210 mm.



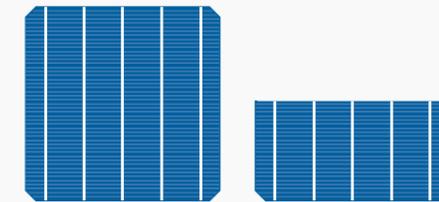
- **Número de barramentos:** as células solares de c-Si possuem alguns contatos impressos por serigrafia na parte frontal e traseira das células, com pastas serigráficas metálicas. Esses contatos na parte frontal e traseira das células são utilizados para realizar as interconexões das células em série. Os barramentos são o número de contatos principais serigrafados. Com o passar do tempo, o número de barramentos aumentou a fim de reduzir a resistência em série e o tamanho das fitas solares de interconexão; até cerca de 3 anos atrás, as configurações mais comuns de impressão por serigrafia de células eram com **2 ou 3 barramentos**. Atualmente, as configurações mais comuns de impressão por serigrafia de células são com **4 ou 5 barramentos**.

Figura 13
da esquerda para a direita: célula solar policristalina de 6" com 2 barramentos; célula solar policristalina de 6" com 3 barramentos; célula solar policristalina de 6" com 4 barramentos; célula solar policristalina de 6" com 5 barramentos



- **Célula cortada ao meio ou inteira:** em um módulo fotovoltaico de c-Si tradicional, as fitas solares que interconectam as células vizinhas podem causar uma perda de potência significativa. A perda de potência está ligada à corrente gerada pelas células. A corrente gerada pelas células para efeito fotovoltaico é proporcional às dimensões das células. Cortar as células solares ao meio demonstrou ser uma forma eficaz de reduzir a perda de potência resistiva. As **células cortadas ao meio** geram metade da corrente de uma **célula padrão**, reduzindo as perdas resistivas na interconexão dos módulos solares. Dependendo do design, a menor resistência entre as células aumenta em 2% a saída de potência de um módulo.

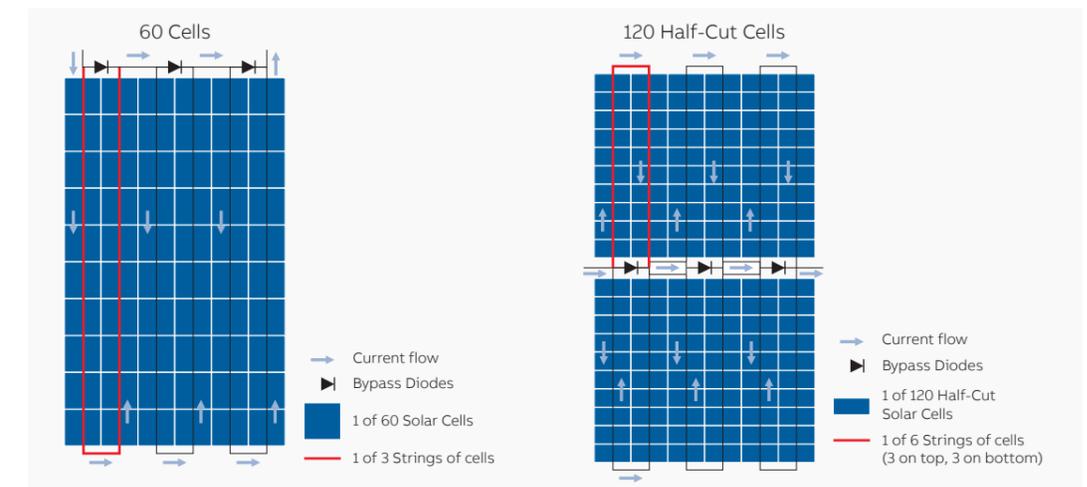
Figura 14
à esquerda: células padrão; à direita: células cortadas ao meio



Outras vantagens apresentadas pelas células cortadas ao meio:

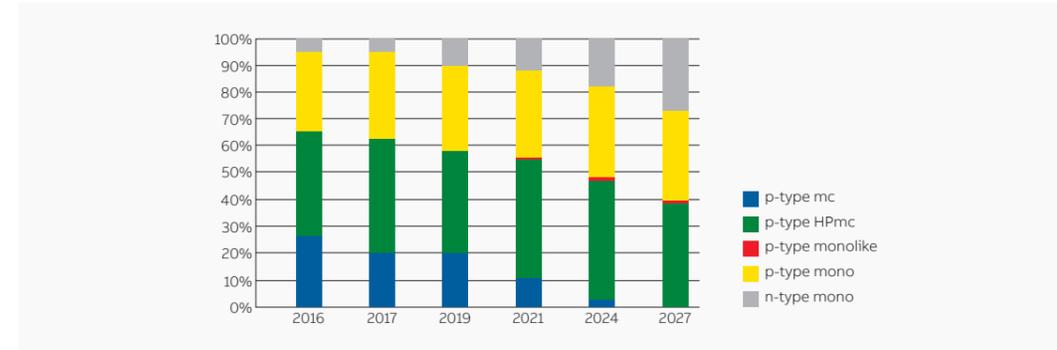
- melhor comportamento do módulo em caso de sombras;
- redução da ativação do diodo de bypass;
- melhor proteção contra microrrachaduras;
- pontos quentes mais frios;
- ganhos óticos provenientes do maior espaçamento de células.

Figura 15
à esquerda: interconexão de células em um módulo construído com células padrão; à direita: interconexão de células em um módulo construído com células cortadas ao meio



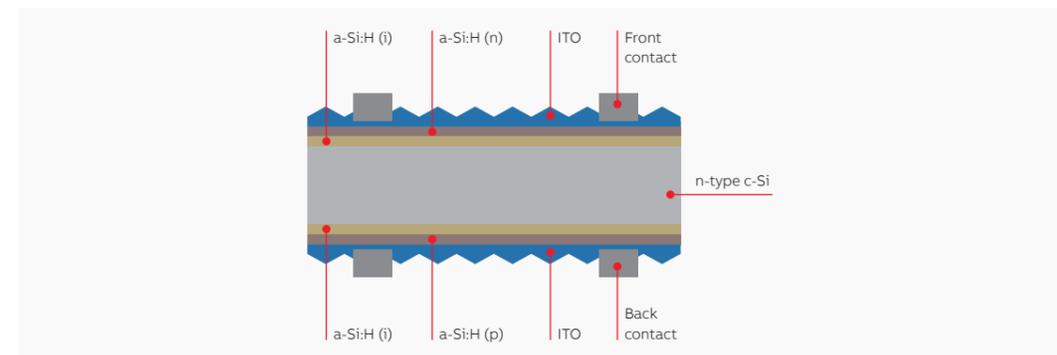
- Tipo de junção: o termo **do tipo p** refere-se ao fato de que a célula é construída em uma base de silício positivamente carregada (portanto, do tipo p). De fato, o wafer é dopado com boro, que possui um elétron a menos que o silício. A parte superior do wafer é, em seguida, dopada negativamente (do tipo n) com fósforo, que possui um elétron a mais que o silício. Isso ajuda a formar a junção p-n que ativará o fluxo de eletricidade na célula. As células solares do tipo n são construídas da maneira inversa, com o lado dopado do tipo n servindo de base para célula solar. Atualmente, as células solares do tipo p são mais comuns, pois o processo de fabricação das do tipo p inclui mais etapas e, portanto, mais custos. A propósito, as células solares mais potentes disponíveis atualmente no mercado são as **do tipo n**, além de serem imunes a alguns efeitos de degradação (por ex., à LID - Degradação Induzida pela Luz). De acordo com este cenário, a tecnologia caminha em direção ao tipo n.

Figura 16
fonte: International
Technology Roadmap
for Photovoltaic
Resultados de 2017



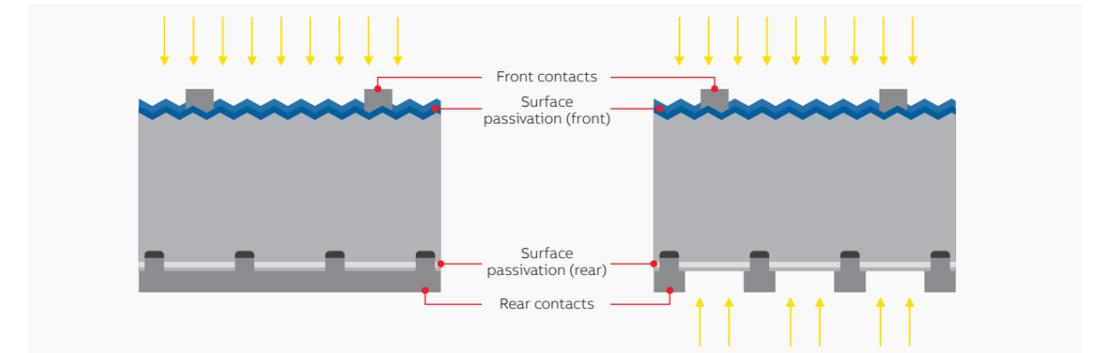
- N° de junções: as células de c-Si tradicionais são células solares de **junção única** (junção p-n única). As células solares **multijunção** (MJ) possuem várias junções p-n feitas com diversos materiais semicondutores. A tecnologia de **heterojunção** (HJT) é um tipo de multijunção e combina os wafers de c-Si do tipo n com uma camada de silício amorfo. Os benefícios apresentados pela multijunção no módulo fotovoltaico são:
 - elevado rendimento de luz (o espectro de luz que é absorvido pelas células HJT é mais amplo que aquele absorvido pela célula de c-Si tradicional);
 - baixo coeficiente de temperatura;
 - maior eficiência.

Figura 17
estratigrafia de
células HJT; fonte:
meyerburger.com



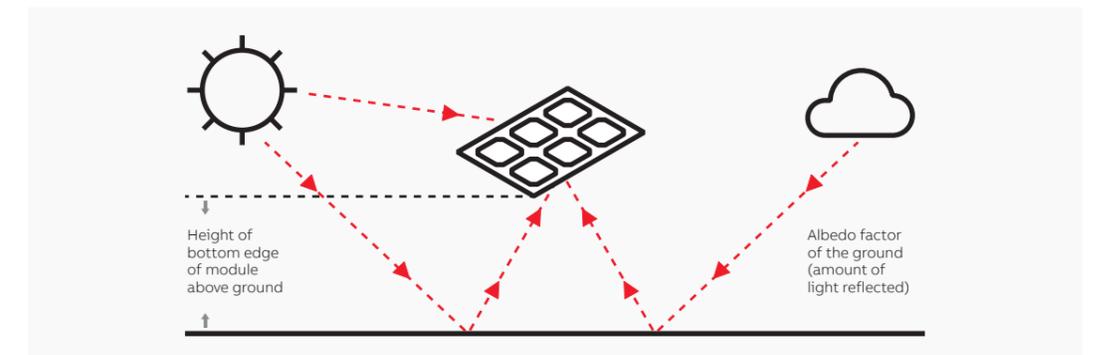
- Célula mono ou bifacial: até alguns atrás, as células fotovoltaicas só eram concebidas no formato **monofacial** e, portanto, eram capazes de receber radiação solar somente na parte frontal da célula. O desenvolvimento tecnológico introduziu as células solares **bifaciais**. As células solares bifaciais são capazes de receber radiação solar também pela parte traseira e, portanto, os módulos bifaciais conseguem receber a radiação solar refletida.

Figura 18
à esquerda, uma
célula monofacial
padrão; à direita, uma
célula solar bifacial



Os módulos bifaciais são capazes de aumentar o rendimento energético da instalação fotovoltaica. O albedo da superfície sob o sistema, um dos fatores decisivos que influenciam a quantidade do rendimento energético adicional, muda no campo com o passar do tempo. O albedo retrata até que ponto a luz é refletida de uma superfície. Portanto, o albedo em si depende das propriedades da superfície sob o módulo, tais como cor, espessura, acabamento da superfície ou tipo de vegetação.

Figura 19
comportamento de
módulos bifaciais

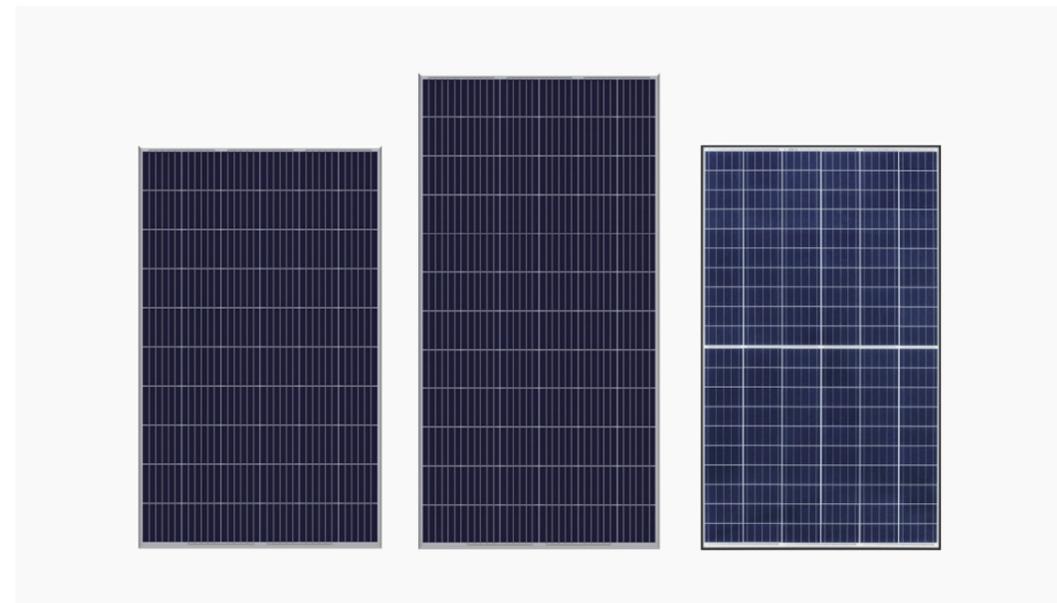


O ganho energético que os módulos bifaciais geram em comparação com os monofaciais é estimado em cerca de +5% com módulos instalados na grama, +10% com módulos instalados na areia e +20% com módulos instalados em superfícies pintadas de branco.

Os esquemas de módulos fotovoltaicos de c-Si mais comuns são:

- 60 células de 6" conectadas em série;
- 72 células de 6" conectadas em série;
- 120 células cortadas ao meio.

Figura 20
da esquerda para a
direita: 60 células de 6"
conectadas em série; 72
células de 6" conectadas
em série; 120 células
cortadas ao meio.



A fim de maximizar o desempenho do módulo fotovoltaico, tecnologias especiais têm sido desenvolvidas com o uso do conceito de **células solares de contato traseiro**. As células solares de contato traseiro atingem uma eficiência potencialmente mais alta ao mover todas as grades de contato ou parte delas na parte traseira das células: o lado das células que recebe luz solar não é coberto por pasta metálica para fins de contato. Existem várias configurações de células solares de contato traseiro:

- células solares de contato posterior interdigitado (IBC);
- com tecnologia Emitter Wrap Through (EWT);
- com tecnologia Metal Wrap Through (MWT).

Figura 21
da esquerda para
a direita: módulo
fotovoltaico com
tecnologia IBC; módulo
fotovoltaico com
tecnologia MWT.



1.3.2 Módulos de película fina

As células de película fina são constituídas por material semicondutor depositado, geralmente sob a forma de misturas gasosas, em suportes, tais como vidro polímeros, alumínio, que conferem consistência física à mistura. A camada de película semicondutora possui poucos μm de espessura, no que se refere às células de silício cristalino, que possuem algumas centenas de μm .

Os materiais mais utilizados são:

- silício amorfo (a-Si);
- telureto de cádmio (CdTe);
- ligas de disseleneto de índio e cobre (CIS, CIGS, CIGSS);
- arsenieto de gálio (GaAs);
- célula solar sensibilizada por corante (DSC).

No passado, a cadeia de produção da indústria fotovoltaica investiu muito nas tecnologias de películas finas, pois elas ofereciam um excelente potencial para a redução de custos. A propósito, a impressionante redução de custos nas tecnologias de c-Si reduziu os investimentos nas películas finas. Atualmente, a tecnologia de películas finas que ainda possui uma boa fatia de mercado é a tecnologia de CdTe.

Figura 22
Seção transversal
de um módulo
fotovoltaico de CdTe

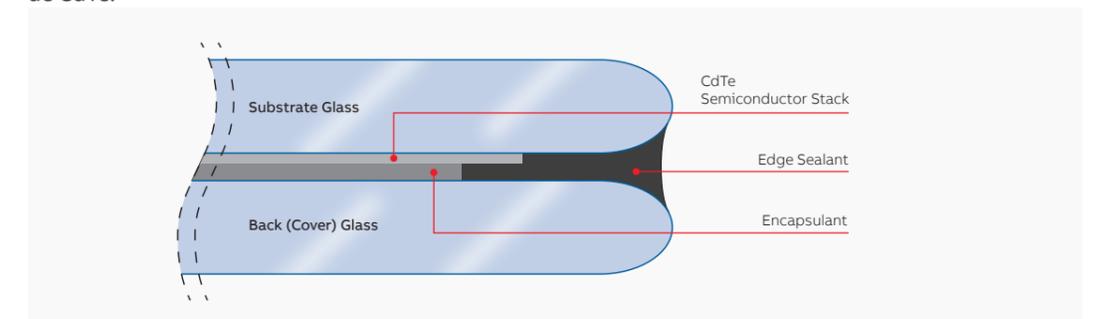


Figura 23
Módulo fotovoltaico
de CdTe

Frequentemente, os módulos de película fina possuem vidro como camada frontal e também como camada traseira e, portanto, não possuem moldura.



Algumas tecnologias de películas finas são realmente interessantes, pois são depositadas em um suporte flexível, geralmente películas de polímeros. Em comparação com os módulos de c-Si, os de película fina demonstram uma menor dependência de eficiência da temperatura operacional e uma boa resposta também quando a luz difusa está mais acentuada e os níveis de radiação estão baixos, sobretudo em dias nublados. A instalação dos módulos de película fina é recomendável em regiões com temperaturas muito altas (regiões de clima árido).

Produção de energia

Conteúdo

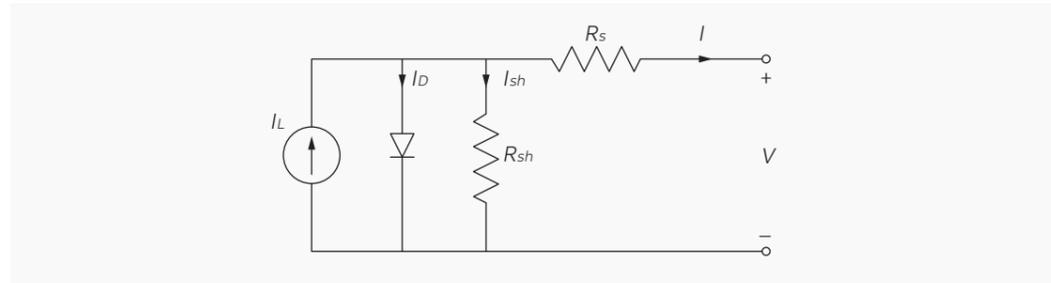
- 2.1 Circuito equivalente à célula 24**
- 2.2 Característica tensão-corrente do módulo 26**
- 2.3 Esquema de conexão à rede elétrica 27**
- 2.4 Potência nominal de pico 28**
- 2.5 Inclinação e orientação dos módulos 29**
- 2.6 Radiação Global Horizontal (GHI) e Radiação Global Inclinada (GTI) 31**
- 2.7 Energia prevista de um sistema fotovoltaico 32**
- 2.8 Tensões e correntes em uma central fotovoltaica 32**
- 2.9 Variação na energia produzida 33**
 - 2.9.1 Radiação 33**
 - 2.9.2 Temperatura dos módulos 33**
 - 2.9.3 Sombreamento 34**

Produção de energia

2.1 Circuito equivalente à célula

Uma célula fotovoltaica pode ser considerada como um gerador de corrente e representada pelo circuito equivalente da Figura 24.

Figura 24



A corrente I nos terminais de saída é igual à corrente gerada através do efeito fotovoltaico I_L pelo gerador de corrente ideal. Ela diminui por meio da corrente de diodo I_D e pela corrente de fuga perdida devido às resistências de desvio (shunt) I_{sh} ; a corrente de fuga é causada pela corrente que passa por defeitos locais na junção ou devido aos desvios nas extremidades das células solares (R_{sh} representa a resistência de desvio).

A série de resistências R_s representa a resistência interna ao fluxo da corrente gerada e depende da espessura da junção p-n, das impurezas existentes e das resistências de contato.

Em uma célula ideal, teríamos $R_s=0$ e $R_{sh}=\infty$. Em contrapartida, em uma célula de silício de alta qualidade, temos $R_s=0,05\div 0,10\Omega$ e $R_{sh}=300\div 400\text{ k}\Omega$. A eficiência de conversão da célula fotovoltaica é consideravelmente afetada também por uma pequena variação da R_s , ao passo que é muito menos afetada por uma variação da R_{sh} .

A equação aplicável ao circuito equivalente (Figura 24) é formulada com o uso da lei da corrente de Kirchoff para a corrente I :

$$I = I_L - I_D - I_{sh}$$

Onde:

I_L é a corrente gerada pela luz na célula;

I_D é a corrente dependente de tensão, perdida por recombinação;

I_{sh} é a corrente perdida devido às resistências de desvio.

Equação 1

No circuito equivalente com o modelo de diodo único, a I_D é simulada com o uso da equação de Shockley para um diodo ideal.

Equação 2

$$I_D = I_0 \cdot \left[e^{\left(\frac{V+I \cdot R_s}{n \cdot V_T} \right)} - 1 \right]$$

Onde:

n é o fator de idealidade do diodo (sem unidade, geralmente entre 1 e 2 para uma célula de junção única);

I_0 é a corrente de saturação;

V_T é a tensão térmica determinada por:

Equação 3

$$V_T = \frac{k \cdot T_c}{q}$$

Onde:

k é a constante de Boltzmann ($1.381 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$);

T_c é a temperatura absoluta em graus K;

q é a carga do elétron ($1,6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$)

Portanto, a corrente fornecida à carga é determinada por:

Equação 4

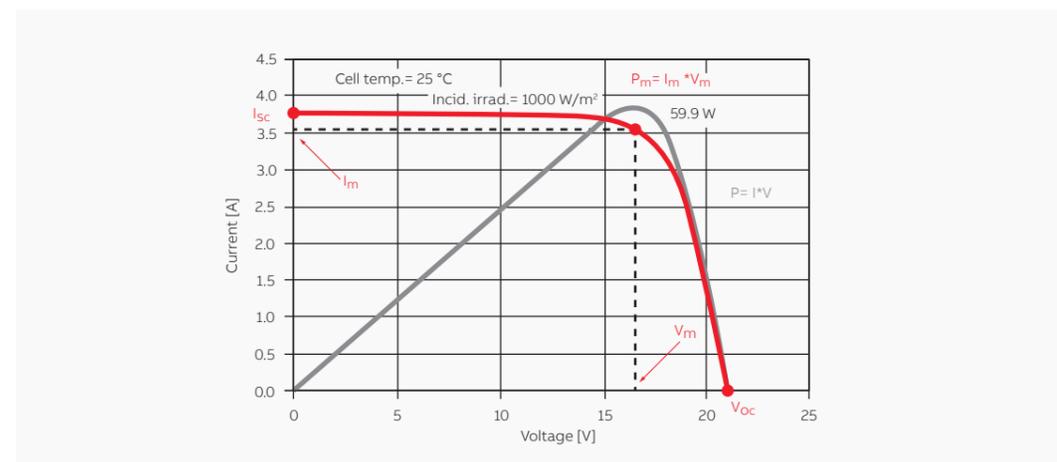
$$I = I_L - I_0 \cdot \left[e^{\left(\frac{V+I \cdot R_s}{n \cdot V_T} \right)} - 1 \right] - \frac{V+I \cdot R_s}{R_{sh}}$$

Nas células comuns, o último termo dessa fórmula, isto é, a corrente de fuga à terra I_{sh} , é insignificante em relação às outras duas correntes. Portanto, a corrente de saturação do diodo pode ser determinada experimentalmente ao aplicar o circuito aberto V_{oc} a uma célula não iluminada e medir a corrente que flui dentro da célula.

2.2 Característica tensão-corrente do módulo

A curva característica tensão-corrente do módulo fotovoltaico é demonstrada na Figura 25. Sob condições de curto-circuito, a corrente gerada é máxima (I_{sc}), ao passo que, com o circuito aberto, a tensão (V_{oc} =tensão de circuito aberto) é máxima. Sob as duas condições mencionadas acima, a potência elétrica produzida na célula é nula, ao passo que sob todas as outras condições, quando a tensão aumenta, a potência produzida também aumenta: primeiro, ela alcança o ponto máximo de potência (P_m) e, em seguida, cai repentinamente próximo ao valor da tensão de circuito aberto.

Figura 25

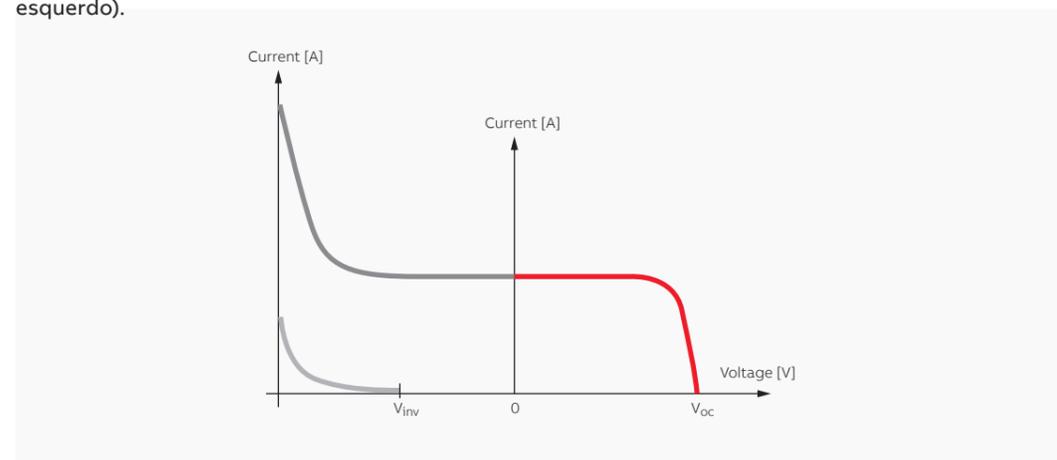


Portanto, os dados característicos de um módulo fotovoltaico podem ser resumidos da seguinte forma:

- I_{sc} corrente de curto-circuito;
- V_{oc} tensão de circuito aberto;
- P_m ou P_{MPP} potência máxima produzida sob condições padrão (STC);
- I_m ou I_{MPP} corrente produzida no ponto máximo de potência;
- V_m ou V_{MPP} tensão no ponto máximo de potência;
- FF – fator de preenchimento – é um parâmetro que determina a forma da curva característica IV e é a razão entre a potência máxima e o produto ($V_{oc} \cdot I_{sc}$) da tensão de circuito aberto, multiplicada pela corrente de curto-circuito.

Se uma tensão for aplicada externamente em direção à célula fotovoltaica, na direção inversa em relação à operação padrão, a corrente gerada permanecerá constante e a potência será absorvida pela célula. Quando um determinado valor de tensão inversa (tensão de “ruptura”) é excedido, a junção p-n é perfurada, conforme ocorre em um diodo, e a corrente alcança um valor alto que danifica a célula. Na ausência de luz, a corrente gerada é nula para os valores de corrente inversa até a tensão de “ruptura” e, portanto, há uma corrente de descarga equivalente às condições de iluminação (Figura 26–quadrante esquerdo).

Figura 26



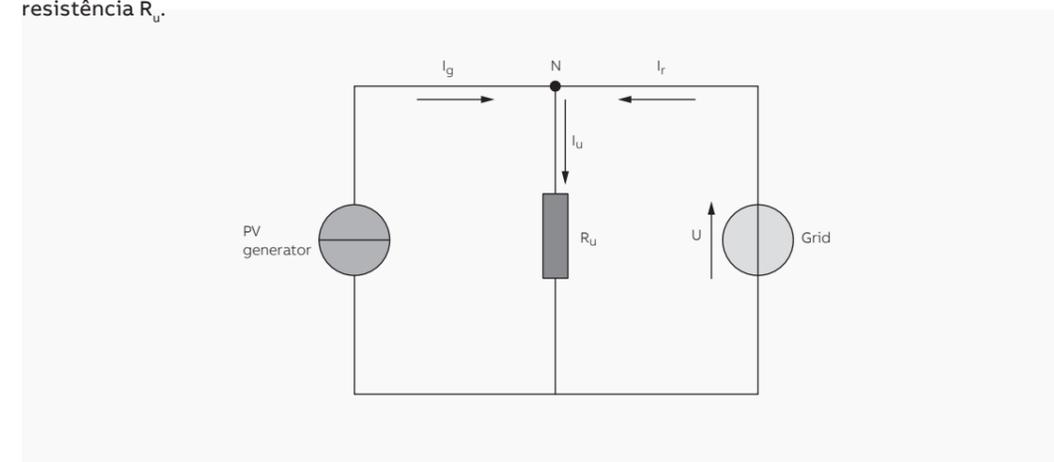
2.3 Esquema de conexão à rede elétrica

Uma central fotovoltaica conectada à rede elétrica e que alimenta uma planta consumidora pode ser representada de maneira simplificada pelo esquema da Figura 27.

A rede de alimentação (supondo-se que esteja em potência de curto-circuito infinita) é esquematizada por meio de um gerador de tensão ideal, cujo valor é independente das condições de carga da planta consumidora.

Em contrapartida, o gerador fotovoltaico é representado por um gerador de corrente ideal (com uma corrente constante e isolamento idêntico), enquanto que a planta consumidora é representada pela resistência R_u .

Figura 27



As correntes I_g e I_r , que são provenientes do gerador fotovoltaico (I_g) e da rede (I_r), respectivamente, convergem no nó N da Figura 27 e a corrente I_u absorvida pela planta consumidora flui para fora do nó:

$$I_u = I_g + I_r$$

Equação 5

Como a corrente na carga é também a razão entre a tensão da rede U e a resistência da carga R_u :

$$I_u = \frac{U}{R_u}$$

Equação 6

A relação entre as correntes vem a ser:

$$I_r = \frac{U}{R_u} - I_g$$

Equação 7

Considerando que durante as horas noturnas $I_g = 0$, a corrente absorvida da rede elétrica resulta em:

$$I_r = \frac{U}{R_u}$$

Equação 8

Em contrapartida, se toda a corrente gerada pela central fotovoltaica for absorvida pela planta consumidora, a corrente fornecida pela rede elétrica deverá ser nula e, conseqüentemente, virá a ser:

$$I_g = \frac{U}{R_u}$$

Equação 9

Quando o isolamento aumenta, se a corrente gerada I_g se tornar maior que aquela exigida pela carga I_u , a corrente I_r se tornará negativa, ou seja, não será mais extraída da rede elétrica, e sim inserida nela.

3 Os orifícios no isolamento correspondem às frequências da radiação solar absorvida pelo vapor de água presente na atmosfera.

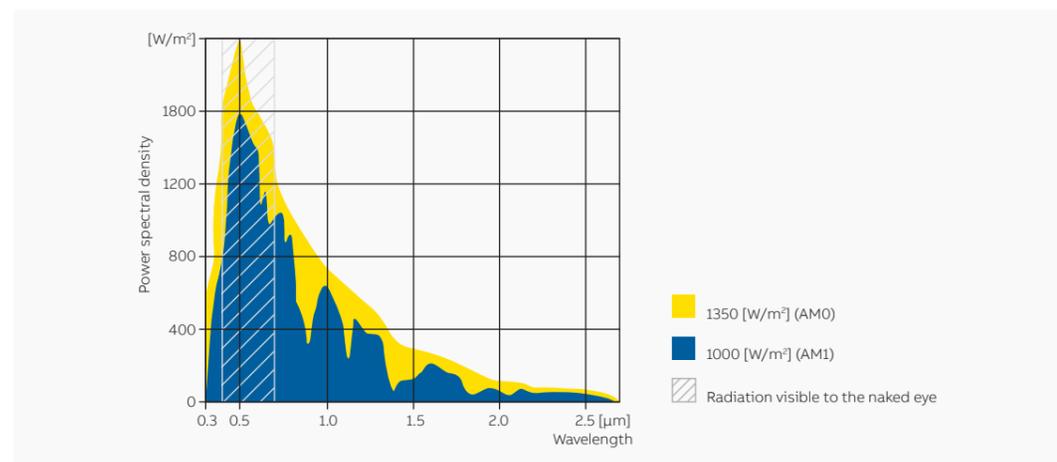
2.4 Potência nominal de pico

A potência nominal de pico (kW) é a potência elétrica que uma central fotovoltaica é capaz de fornecer sob condições padrão de teste (STC):

- isolamento de 1 kW/m² perpendicular aos painéis;
- temperatura de 25 °C nas células;
- massa de ar (AM) igual a 1,5.

A massa de ar influencia a produção de energia fotovoltaica, já que representa um índice da tendência da densidade espectral de potência da radiação solar. Na realidade, esta última possui um espectro com um comprimento de onda W/m² característico, que varia também em função da densidade do ar. No diagrama da Figura 28, a superfície amarela representa a radiação perpendicular à superfície da Terra, absorvida pela atmosfera, enquanto que a superfície azul representa a radiação solar que realmente atinge a superfície do nosso planeta; a diferença entre a inclinação das duas curvas indica a variação do espectro decorrente da massa de ar³.

Figura 28



O índice de massa de ar AM é calculado da seguinte forma:

Equação 10

$$AM = \frac{P}{P_0 \cdot \sin(h)}$$

Onde:

P é a pressão atmosférica medida no ponto e instante considerados [Pa];

P₀ é a pressão atmosférica de referência ao nível do mar [1,013 · 10⁵ Pa];

h é o ângulo zenital, ou seja, o ângulo de elevação do Sol acima do horizonte do local, no instante considerado.

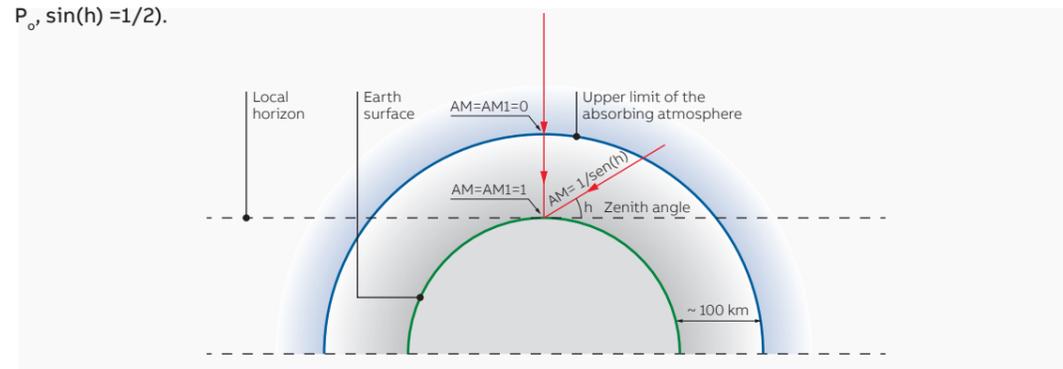
Os valores significativos de AM são (Figura 29):

AM = 0 fora da atmosfera, onde P = 0;

AM = 1 ao nível do mar em um dia com céu claro e Sol em zênite (P = P₀, sin(h) = 1);

AM = 2 ao nível do mar em um dia sem nuvens, com o Sol em um ângulo de 30° acima do horizonte (P = P₀, sin(h) = 1/2).

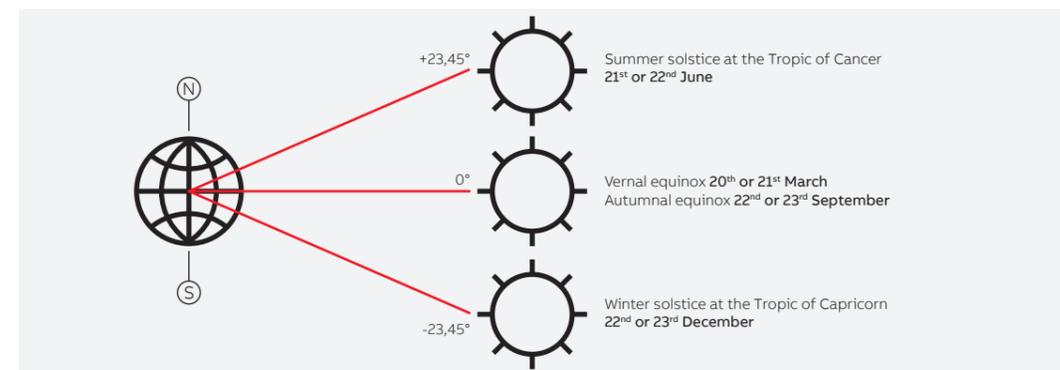
Figura 29



2.5 Inclinação e orientação dos módulos

A eficiência máxima de um painel solar seria alcançada se o ângulo de incidência dos raios solares fosse sempre de 90°. De fato, a incidência da radiação solar varia tanto de acordo com a latitude quanto com a declinação solar durante o ano. Na verdade, como o eixo de rotação da Terra é inclinado em cerca de 23,45° em relação ao plano da órbita da Terra ao redor do Sol a uma determinada latitude, a altura do Sol no horizonte varia diariamente. O Sol está posicionado em um ângulo de incidência de 90° em relação à superfície da Terra (zênite) no equador nos dois dias do equinócio e ao longo dos trópicos nos solstícios (Figura 30).

Figura 30



Fora da latitude dos trópicos, o Sol não pode alcançar o zênite acima da superfície da Terra, mas deve estar no ponto mais alto (dependendo da latitude) em relação ao dia do solstício de verão no hemisfério norte e ao dia do solstício de inverno no hemisfério sul. Portanto, se desejamos inclinar os módulos para que eles possam ser atingidos pelos raios solares ao meio-dia do dia mais longo do ano, é necessário saber a altura máxima (em graus) alcançada pelo Sol acima do horizonte naquele instante, que pode ser obtida pela seguinte fórmula:

Equação 11

$$\alpha = 90^\circ - lat + \delta$$

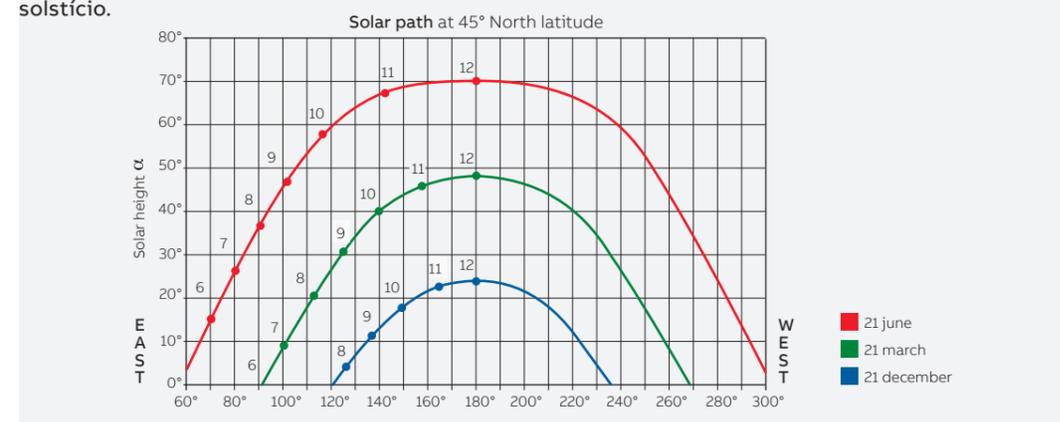
Onde: lat é o valor (em graus) da latitude do local de instalação dos painéis;
δ é o ângulo de declinação solar [23,45°]

4 Em telhados de duas quedas, o ângulo de inclinação é determinado pela inclinação do próprio telhado.

5 Por exemplo, na Itália, o ângulo de inclinação ideal é de cerca de 30°.

Figura 31

Ao encontrar o ângulo complementar de α (90°-α), é possível obter o ângulo de inclinação β dos módulos em relação ao plano horizontal (IEC TS 61836 Solar photovoltaic energy systems - Terms, definitions and symbols [Sistemas de energia fotovoltaica - Termos, definições e símbolos]) para que os painéis sejam atingidos perpendicularmente pelos raios solares no momento mencionado acima⁴. No entanto, não basta conhecer o ângulo α para determinar a orientação ideal dos módulos. É necessário levar em consideração a trajetória do Sol pelo céu nos diferentes períodos do ano e, portanto, o ângulo de inclinação deve ser calculado levando-se em consideração todos os dias do ano⁵ (Figura 31). Isso permite obter uma maior radiação anual total (e, portanto, a produção anual de energia) capturada pelos painéis do que a obtida sob a condição de radiação anterior, perpendicular aos painéis durante o solstício.



6 Como a radiação é máxima ao meio dia, a superfície dos coletores deve ser orientada o máximo possível para o sul. Em contrapartida, no hemisfério sul, a orientação ideal é, obviamente, para o norte.

7 Em astronomia, o ângulo azimutal é definido como a distância angular ao longo do horizonte, medido de norte (0°) a leste, do ponto de interseção do círculo vertical que passa pelo objeto.

8 As Figuras 32 e 33 são destinadas ao hemisfério norte.

Figura 32

Os módulos fixos devem ser orientados o máximo possível para o sul no hemisfério norte⁶, a fim de receber uma melhor insolação da superfície do painel ao meio-dia do horário local e uma melhor insolação diária global dos módulos. A orientação dos módulos pode ser indicada com o ângulo azimutal⁷ (γ) do desvio em relação à direção ideal para o sul (para os locais no hemisfério norte) ou para o norte (para os locais no hemisfério sul).

Os valores positivos dos ângulos azimutais demonstram uma orientação para o oeste, enquanto que os valores negativos demonstram uma orientação para o leste (IEC TS 61836 Solar photovoltaic energy systems - Terms, definitions and symbols [Sistemas de energia fotovoltaica - Termos, definições e símbolos]). A respeito dos módulos montados no solo, a combinação de inclinação e orientação determina a exposição dos módulos em si (Figura 32)⁸. Em contrapartida, quando os módulos são instalados nos telhados das edificações, a exposição é determinada pelo ângulo e orientação das inclinações dos telhados. São obtidos bons resultados através de módulos orientados para o sudeste ou sudoeste com um desvio em relação ao sul de até 45° (Figura 33) para locais no hemisfério norte), e de módulos orientados para o nordeste ou noroeste com um desvio em relação ao sul de até 45° (para os locais no hemisfério sul). Desvios maiores podem ser compensados por meio de uma ligeira ampliação da superfície dos módulos.

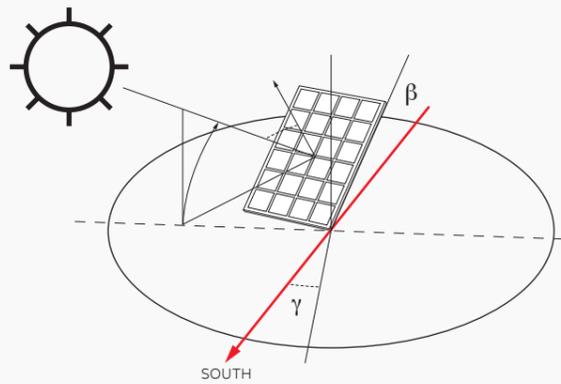
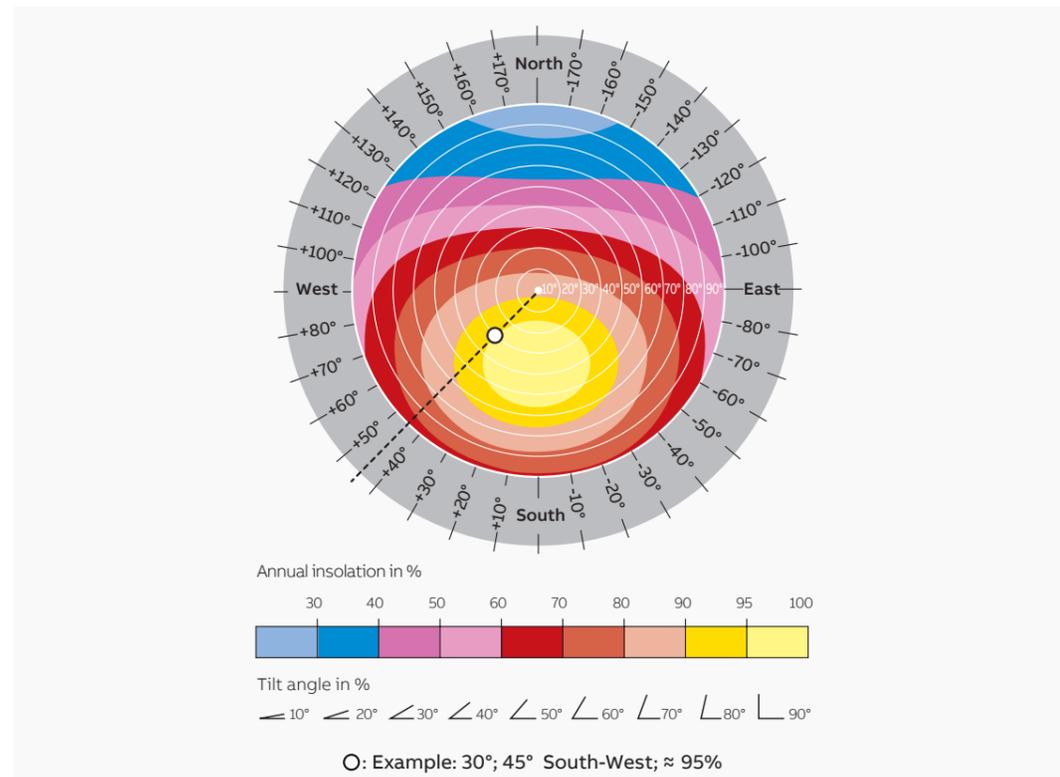


Figura 33



2.6 Radiação Global Horizontal (GHI) e Radiação Global Inclinada (GTI)

Os valores da radiação solar global média no plano horizontal no local de instalação podem ser coletados de:

- padrão nacional: por ex., para a Itália, os valores da radiação solar média são indicados na norma italiana UNI 10349: Heating and cooling of the buildings (Aquecimento e resfriamento das edificações). Dados climáticos
- bancos de dados públicos: por ex., para a Europa e a África, bancos de dados PVGIS-ESRA; a nível mundial, bancos de dados WRDC; para os EUA, bancos de dados NASA-SSE.

A radiação solar global anual no plano horizontal para um determinado local também pode variar em 10% de uma fonte para a outra, uma vez que é originada do processamento estatístico de dados coletados em diversos períodos; além disso, esses dados estão sujeitos à variação das condições climáticas de um ano para o outro. Consequentemente, os valores de isolamento possuem uma significância probabilística, uma vez que representam um valor esperado, e não definido.

Os dados da radiação solar global disponíveis nos bancos de dados são valores médios no plano horizontal em um período definido. No entanto, os módulos e os sistemas fotovoltaicos são instalados geralmente em um ângulo inclinado em relação ao plano horizontal ou em sistemas de rastreamento, a fim de maximizar a radiação no plano. Portanto, os valores da radiação solar global no plano horizontal não são representativos da radiação solar global disponível na superfície do módulo, tornando-se necessário estimar a radiação no plano.

Para estimar os valores dos componentes diretos e difusos nas superfícies inclinadas, existem vários modelos na bibliografia científica que utilizam como dados de entrada os valores de radiação no plano horizontal dos componentes de radiação global e difusa e/ou direta. Por exemplo, o modelo de estimativa implementado no PVGIS foi o desenvolvido por Muneer T. (1990), que pode ser classificado como anisotrópico de dois componentes; ele atua do mesmo modo que outros modelos mais complexos, como os anisotrópicos de três componentes, tais como os desenvolvidos por Perez ou Reindl.

É possível encontrar uma comparação de diversos modelos no artigo científico de Gracia Amilo e Huld ([link](#)).

Considerando a complexidade dos modelos, é recomendável o uso de ferramentas de cálculo para obter o valor da Radiação Global Inclinada [kWh/m²].

Para o conjunto de dados de radiação na Europa e África, uma ferramenta de referência é o PVGIS-ESRA http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP.

Para o conjunto de dados de radiação a nível mundial, uma ferramenta de referência é o RETScreen <https://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465> ou

o GLOBAL SOLAR ATLAS <https://globalsolaratlas.info/>.

Para a América do Norte e Índia, uma ferramenta de referência é o PVwatts <https://pvwatts.nrel.gov>

Com o uso das ferramentas acima, é possível obter diretamente a Radiação Global Inclinada (GTI) medida em kWh/m² por ano, a partir da Radiação Global Horizontal (GHI) medida em kWh/m² por ano.

2.7 Energia prevista de um sistema fotovoltaico

A energia prevista (IEC TS 61724-1 Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation method [IEC TS 61724-1 Desempenho do sistema fotovoltaico – Parte 3: Método de avaliação energética]) é a geração de energia de um sistema fotovoltaico que é calculada com um modelo de desempenho específico, com o uso de dados climáticos históricos que são considerados representativos para o local.

A seguinte fórmula pode ser aplicada à energia prevista E_p de um sistema fotovoltaico:

$$E_p = GHI \cdot \Delta_{GPOA} \cdot \eta_{module} \cdot A_{modules} \cdot PR \quad [kWh]$$

Onde:

GHI Radiação Global Horizontal [kWh/m^2 por ano];
 Δ_{GPOA} ganho ou perda anual de transposição de radiação para o plano do arranjo definido pelo modelo de estimativa;
 η eficiência da conversão inicial do módulo sob condições STC;
 $A_{modules}$ área dos módulos fotovoltaicos do sistema [m^2];
 PR Razão de desempenho, coeficiente para perdas (faixa entre 0,7 e 0,9, valor padrão = 0,75).

A energia prevista pode assumir 100% da disponibilidade ou pode ser reduzida para levar em consideração os tempos esperados de indisponibilidade (IEC TS 61724-1 Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation method [IEC TS 61724-1 Desempenho do sistema fotovoltaico - Parte 3: Método de avaliação energética]).

Se a Radiação Global Inclinada (GTI) já estiver disponível por ferramentas de cálculo, a fórmula é simplificada:

$$E_p = GTI \cdot \eta_{module} \cdot A_{modules} \cdot PR \quad [kWh]$$

Onde:

GTI Radiação Global Inclinada [kWh/m^2 por ano];

A partir da fórmula acima, para obter a energia prevista por ano E_p , para cada kW, aplica-se a seguinte fórmula:

$$E_p = GTI \cdot PR \quad [kWh/kW]$$

Exemplo 3

Desejamos determinar a potência média anual produzida por uma central de 3 kW, com inclinação de 30°, instalada em Bérgamo (Itália). O coeficiente para perdas é supostamente igual a 0,75. A partir do conjunto de dados de radiação PVGIS-ESRA, obtém-se um GHI de 1360 kWh/m^2 e um GTI de 1590 kWh/m^2 . A produção média anual de energia prevista é igual a:

$$E_p = 3 \cdot 1590 \cdot 0,75 = 3577,5 \quad [kWh]$$

2.8 Tensões e correntes em uma central fotovoltaica

Os módulos fotovoltaicos normalmente geram uma corrente de 2 a 10 A, dependendo da tecnologia e das dimensões das células, e uma tensão de 30 a 100V, dependendo do número de células conectadas em série dentro do módulo. Para obter a potência de pico projetada, os módulos são eletricamente conectados em série para formar uma string fotovoltaica, que são conectadas em paralelo para formar o arranjo fotovoltaico⁹. A tendência é desenvolver strings compostas pelo máximo de módulos possível, devido à complexidade e ao custo da fiação, em particular dos painéis de distribuição em paralelo entre as strings (caixas de derivação de strings fotovoltaicas). O número máximo de módulos que podem ser conectados em série (e, portanto, a tensão máxima alcançável) para formar uma string é determinado por:

- a tensão máxima do sistema dos componentes (por ex., módulos fotovoltaicos, conectores CC, cabos CC, etc.);
- a faixa operacional do inversor;
- a disponibilidade dos dispositivos de desconexão e proteção adequados para a tensão alcançada na caixa de derivação fotovoltaica.

Por razões de eficiência, a tensão dos inversores é vinculada à sua potência: geralmente, ao utilizar um inversor com potência abaixo de 10 kW, a faixa de potência mais comumente usada é de 250 V a 750 V, enquanto que se a potência do inversor exceder 10 kW, a faixa de tensão geralmente é de 500 V a 1000 V¹⁰.

—
Equação 12

—
Equação 13

—
Equação 14

—
Equação 15

⁹ Para obter os termos, definições e símbolos, consulte a IEC 61836 TS - Solar photovoltaic energy systems - Terms, definitions and symbols (Sistemas de energia solar fotovoltaica - Termos, definições e símbolos)

¹⁰ Central de alta tensão O (Lado de CC) > 1000 V é apresentado no parágrafo 3.2.2.2

2.9 Variação na energia produzida

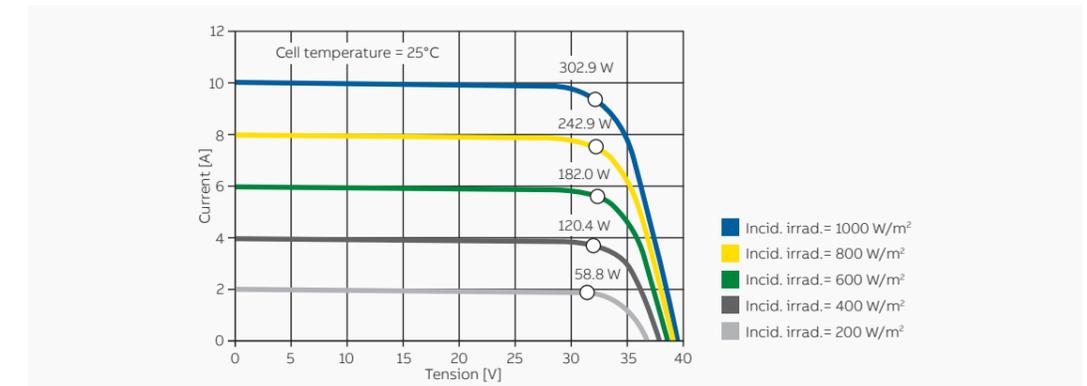
Os principais fatores que influenciam a energia elétrica produzida por uma instalação fotovoltaica são:

- radiação;
- temperatura dos módulos;
- sombreamento.

2.9.1 Radiação

Como uma função da incidência da radiação sobre o módulo fotovoltaico, a sua curva característica IV muda, conforme demonstrado na Figura 34 (curva característica IV de 60 células monocristalinas de 6 polegadas com potência nominal de 300W em condições STC).

—
Figura 34

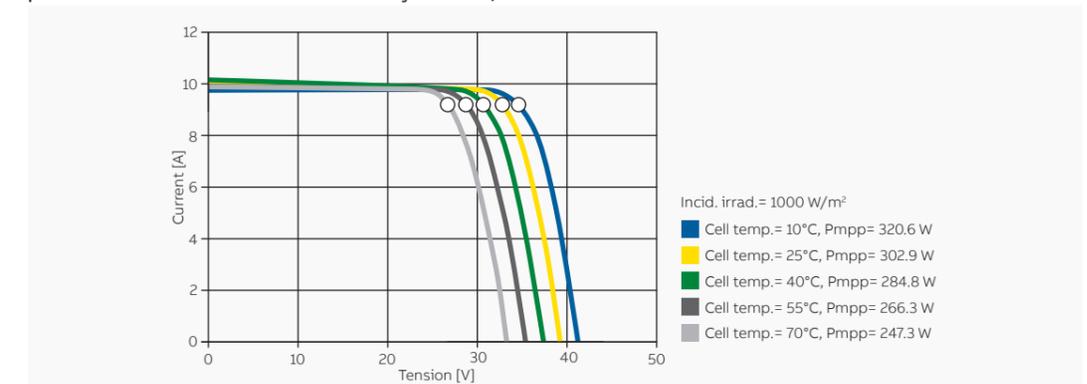


Quando a radiação diminui, a corrente fotovoltaica gerada diminui proporcionalmente, enquanto que a variação da tensão de circuito aberto é muito pequena. Na realidade, a eficiência de conversão não é influenciada pela variação da radiação na faixa operacional padrão das células, o que significa que a eficiência de conversão é a mesma tanto em um dia claro quanto nublado. Portanto, a menor potência gerada com um céu nublado pode ser referente não a uma queda da eficiência, mas a uma menor produção de corrente devido à menor radiação solar.

2.9.2 Temperatura dos módulos

Ao contrário do caso anterior, no qual a temperatura dos módulos fotovoltaicos aumenta, a corrente produzida continua praticamente inalterada, enquanto a tensão diminui e, com ela, há uma redução dos desempenhos dos módulos fotovoltaicos em termos de energia elétrica produzida, conforme demonstrado na Figura 35 (curva característica IV de 60 células monocristalinas de 6 polegadas com potência nominal de 300W em condições STC).

—
Figura 35



A variação na tensão do circuito aberto V_{OC} de um módulo fotovoltaico, em relação à tensão do circuito aberto de um módulo fotovoltaico em condições padrão de teste $V_{OC\ STC}$, em função da temperatura operacional das células Tcell, é expressa pela seguinte fórmula:

$$V_{OC}(T) = V_{OC\ STC} - [\beta' \cdot (25 - T_{cell})]$$

Onde:

β' é o coeficiente de variação da tensão de acordo com a temperatura, que depende da tipologia do módulo fotovoltaico; é medido em mV/K (geralmente -2,2 mV/K/célula para células de silício cristalino e cerca de -1,5 ÷ -1.8 mV/K/célula para células de película fina);

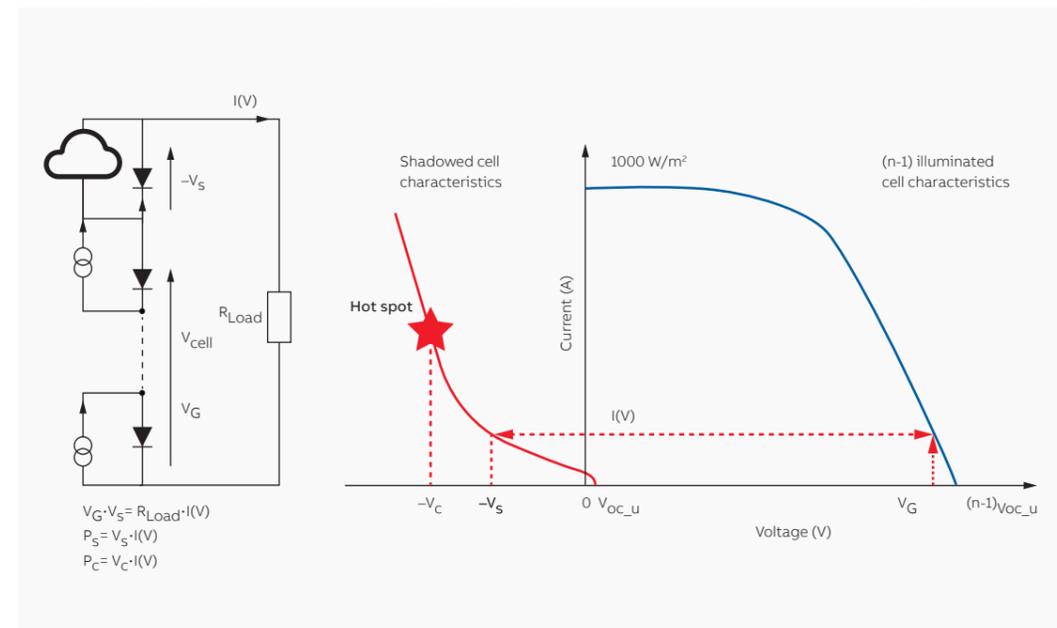
Portanto, para evitar uma redução excessiva nos desempenhos, é oportuno manter a temperatura de serviço sob controle, ao tentar fornecer uma boa ventilação aos módulos para limitar a variação de temperatura neles.

2.9.3 Sombreamento

Ao levar em consideração a área ocupada pelos módulos fotovoltaicos de uma central fotovoltaica, parte deles (uma ou mais células) pode ser sombreada por árvores, folhas caídas, chaminés, lixeiras, nuvens ou por módulos fotovoltaicos instalados nas proximidades. Em caso de sombreamento, uma célula fotovoltaica composta por uma junção p-n para de produzir energia e se torna uma carga passiva. Esta célula age como um diodo que bloqueia a corrente produzida por outras células conectadas em série e, portanto, compromete toda a produção do módulo.

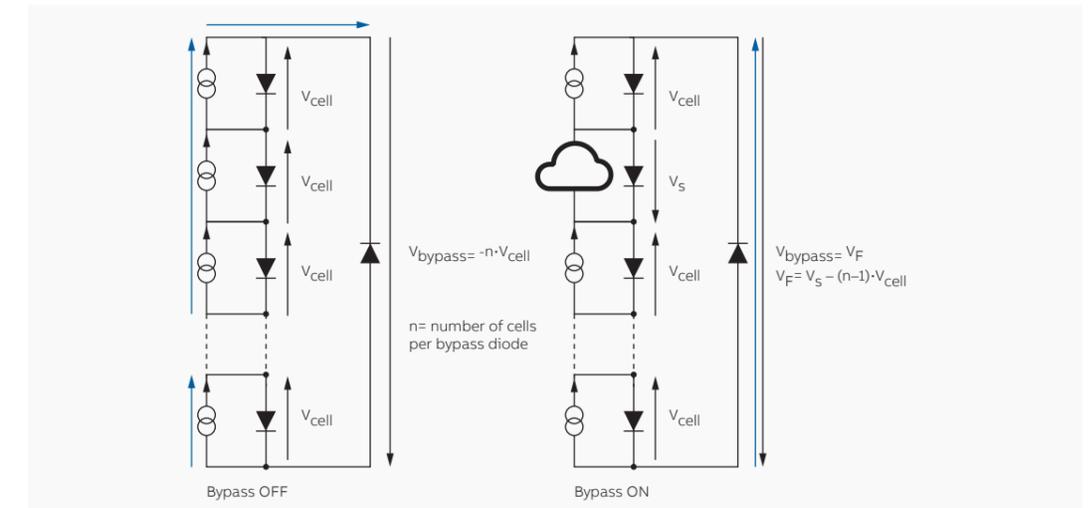
Além disso, o diodo está sujeito à tensão das outras células; isso pode causar a perfuração da junção devido ao superaquecimento localizado (ponto quente), bem como danos ao módulo (Figura 36).

Figura 36
fonte: Doc ID 019041 Rev 1 ST microelectronics



Para evitar que uma ou mais células sombreadas prejudiquem a produção de uma string inteira, alguns diodos que contornam a parte sombreada ou danificada do módulo são inseridos no nível do módulo dentro da caixa de derivação (JB) que geralmente é colocada na parte traseira do módulo fotovoltaico. O princípio do diodo de bypass é utilizar um diodo em antiparalelo com várias células solares (Figura 37, consultar a página seguinte). O diodo de bypass é bloqueado quando todas as células estão iluminadas e conduz quando uma ou várias células estão sombreadas.

Figura 37
fonte: Doc ID 019041 Rev 1 ST microelectronics



Portanto, o funcionamento do módulo está garantido, mas com eficiência reduzida. Teoricamente, poderia ser necessário inserir um diodo de bypass em paralelo com cada célula, mas isso seria muito caro considerando-se a relação custo-benefício.

O número máximo de células a contornar é definido pela tensão de ruptura V_C . A literatura apresenta uma faixa de tensão de ruptura V_C de 12 V a 20 V para as células de silício policristalino. Para células de silício monocristalino, a tensão de ruptura se estende até 30 V.

Para uma operação eficiente, há duas condições a serem atendidas:

- o diodo de bypass deve conduzir quando uma célula estiver sombreada (Figura 38);

$$V_{bypass} = V_S - V_{OC\ cell} \cdot (n - 1)$$

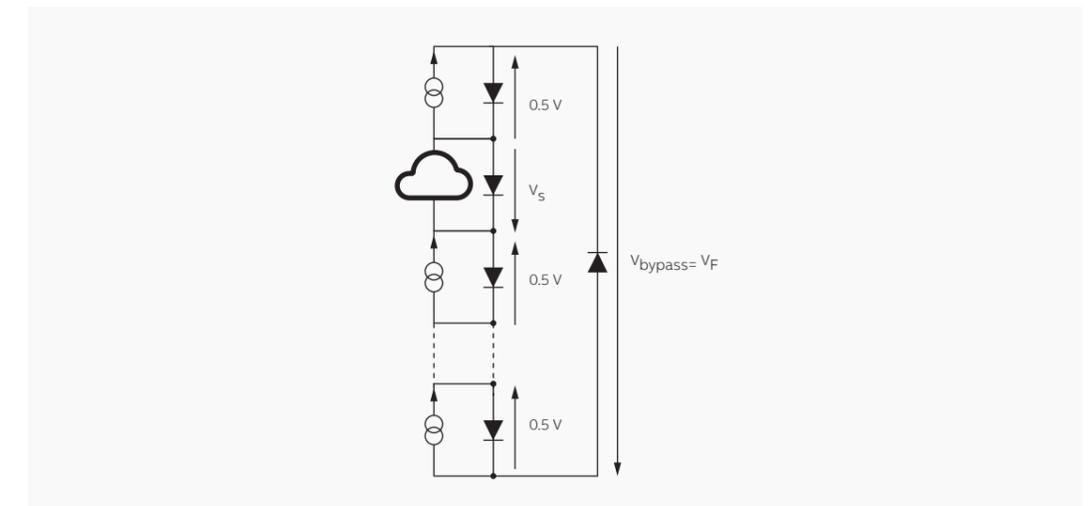
- a tensão da célula sombreada V_S deve permanecer abaixo da sua tensão de ruptura V_C . Ela é definida pelo fabricante da célula e é o valor mínimo da distribuição de fabricação.

$$V_S < V_C$$

Equação 17

Equação 18

Figura 38
fonte: Doc ID 019041 Rev 1 ST microelectronics



Considerando que:

- $V_{OC\ cell}$ (V_{OC} de uma célula individual) é em torno de 0,5 V;
 - a tensão de ruptura V_C de células solares de silício policristalino é em torno de 12 V;
 - a tensão direta do diodo de bypass V_F é em torno de 0,5 V,
- o número máximo de células solares ($n\ max$) contornadas pelo diodo de bypass é 24. Esta é a configuração comum utilizada pelos fabricantes de módulos. Portanto, geralmente são instalados de 2 a 6 diodos de bypass para cada módulo, dependendo do número de células do módulo fotovoltaico e do esquema de interconexão.

Métodos de instalação e configurações

Conteúdo

3.1 Classificação dos sistemas fotovoltaicos 38

3.1.1 Escala do sistema	38
3.1.2 Tipo de sistema de montagem	38
3.1.3 Sistema de montagem	38
3.1.3.1 Montagem em solo	38
3.1.3.2 Montagem em telhado	39
3.1.3.3 Garagem	39
3.1.3.4 Outras integrações arquitetônicas	39

3.2 Layout da central fotovoltaica 40

3.2.1 Tipo de instalação	40
3.2.1.1 Distribuição descentralizada	40
3.2.1.2 Distribuição descentralizada	40
3.2.2 Projeto de sistemas fotovoltaicos	40
3.2.2.1 Configurações de string e inversores centrais	41
3.2.2.2 Centrais fotovoltaicas de tensão mais alta	46

3.3 Conexão à rede elétrica 47

3.3.1 Sistema de proteção de interfaces de baixa tensão	47
3.3.2 Sistema de proteção de interfaces de média tensão	48

3.4 Escolha de cabos 50

3.4.1 Tipos de cabos e condições de instalação	50
3.4.2 Área transversal dos cabos e capacidade de transmissão de corrente	53

Métodos de instalação e configurações

3.1 Classificação dos sistemas fotovoltaicos

3.1.1 Escala do sistema

Os sistemas fotovoltaicos são geralmente classificados em quatro segmentos de mercado distintos: telhados residenciais, telhados comerciais, sistemas industriais e sistemas de grande escala montados no solo. Sua potência nominal varia de alguns quilowatts a centenas de megawatts. Um sistema residencial típico tem uma capacidade aproximada de 1 a 10 kW e é montado em um telhado inclinado; os sistemas comerciais têm uma capacidade aproximada de 10 a 100 kW e geralmente são instalados em telhados de baixa inclinação ou mesmo planos; os sistemas industriais têm uma capacidade aproximada de 100-1000 kW e geralmente são instalados em telhados de edifícios industriais e/ou no lote industrial adjacente; os sistemas de grande escala geralmente são maiores que 500 kW e são montados no solo, sendo geralmente projetados para alimentar a energia gerada na rede elétrica e garantir o maior rendimento de energia para um determinado investimento.

3.1.2 Tipo de sistema de montagem

O arranjo de painéis solares pode ser montado em um sistema de rastreamento solar que acompanha o sol. Dois tipos principais de sistemas de rastreamento estão disponíveis:

- um eixo de rotação: o azimute dos módulos muda durante o dia de acordo com a posição do sol.
- dois eixos de rotação: o azimute e a inclinação dos módulos mudam durante o dia de acordo com a posição do sol.

o objetivo do sistema de rastreamento é aumentar a radiação no plano do módulo fotovoltaico e, em seguida, a geração de energia do sistema fotovoltaico.

3.1.3 Sistema de montagem

3.1.3.1 Montagem em solo

Os sistemas fotovoltaicos montados no solo geralmente são centrais fotovoltaicas de grande escala. O arranjo fotovoltaico consiste em módulos fotovoltaicos afixados por racks ou quadros presos ao chão com diferentes tipos de fundações:

- Fundação com parafuso de aterramento: esse tipo de fundação pode ser usado em solos moles ou aterros sem pedras, com uma baixa profundidade de ancoragem de 0,8 m;
- Blocos de concreto pré-fabricados: esse tipo de fundação pode ser usado em áreas rochosas, terrenos com pouca capacidade de suportar cargas, aterros com profundidade muito rasa de ancoragem, área de aterro com cobertura de pedras e terrenos baldios industriais com áreas de superfície reforçada;
- Concreto fabricado no local: esse tipo de fundação pode ser usado em áreas rochosas, terrenos com pouca capacidade de suportar cargas, aterros com profundidade muito rasa de ancoragem, área de aterro com cobertura de pedras e terrenos baldios industriais com áreas de superfície reforçada;
- Fundação profunda com estacas e pré-perfuração: esse tipo de fundação pode ser usado na zona rochosa próxima à superfície;
- Fundação profunda com estacas e colar de concreto: esse tipo de fundação pode ser usado em solos com pouca capacidade de suportar cargas;
- Fundação profunda com estacas (estaca presa no solo): este tipo de fundação pode ser usado em solos adequados para fundação profunda com estacas
- Âncoras de concreto sobre superfícies de concreto: esse tipo de fundação pode ser usado em áreas cobertas por concreto e/ou de conversão.

11 Referências sobre o BIPV:

- Norma europeia EN 50583-1 Photovoltaics in buildings - Part 1 (Componentes fotovoltaicos em edifícios - Parte 2): BIPV modules (Módulos BIPV);
- Norma europeia EN 50583-2 Photovoltaics in buildings - Part 2 (Componentes fotovoltaicos em edifícios - Parte 2): BIPV systems (Sistemas de BIPV);
- Norma internacional ISO/TS 18178 Glass in building - Laminated solar photovoltaic glass for use in buildings (Vidros na construção - Vidro fotovoltaico solar laminado para uso em edifícios);
- Projeto de norma internacional, versão preliminar IEC 63092-1 ED1 Photovoltaics in buildings - Part 1 (Componentes fotovoltaicos em edifícios - Parte 2): Building integrated photovoltaic modules (Construção de módulos fotovoltaicos integrados);
- Projeto de norma internacional, versão preliminar IEC 63092-2 ED1 Photovoltaics in buildings - Part 2 (Componentes fotovoltaicos em edifícios - Parte 2): Building integrated photovoltaic systems (Construção de sistemas fotovoltaicos integrados);
- Norma coreana (KS) C 8577 Building integrated photovoltaics (BIPV) Modules (Construção de módulos fotovoltaicos integrados (BIPV));
- Código técnico de construção espanhol

12 BAPV (Building Applied PV – Tecnologia fotovoltaica aplicada a edifícios): Os módulos fotovoltaicos são considerados como afixados ao edifício se os módulos fotovoltaicos estiverem montados na estrutura exterior de um edifício e não atenderem aos critérios de integração ao edifício. A integridade da funcionalidade do edifício não depende da existência de um módulo fotovoltaico instalado no edifício.

Seja como for, as medições e o design do sistema dependem da análise exata e detalhada de cada área específica, a fim de determinar o comportamento de suporte de carga em relação às cargas específicas do vento e da neve. A análise estrutural deve ser baseada nos valores regionais da carga, com suposição de carga, devendo estar de acordo com as normas nacionais atuais (por exemplo, na Europa, de acordo com a EN 1990 (Eurocódigo 0), EN 1991 (Eurocódigo 1), EN 1993 (Eurocódigo 3), EN 1999 (Eurocódigo 9) e outras normas nacionais correspondentes.

3.1.3.2 Montagem em telhado

Nos últimos anos, a instalação de sistemas fotovoltaicos montados nos telhados dos edifícios tem progredido bastante. Basicamente, três macrotipologias principais de sistemas fotovoltaicos montados em telhado podem ser definidas:

- Sistema fotovoltaico integrado: os módulos fotovoltaicos substituem, total ou parcialmente, a função dos elementos arquitetônicos dos edifícios, elementos como coberturas e superfícies transparentes ou semi-transparentes sobre as coberturas. Os módulos fotovoltaicos são projetados e concretizados não apenas para desempenhar a função de produzir energia elétrica; eles também possuem funções arquitetônicas, como: rigidez mecânica ou integridade estrutural; proteção primária contra intempéries: chuva, neve, vento, granizo; economia de energia, como sombreamento, luz do dia, isolamento térmico; proteção contra fogo; proteção contra ruídos; separação entre ambientes internos e externos; proteção, abrigo ou segurança. Esta macrotipologia pode ser definida como BIPV (Building Integrated PV)¹¹.
- Sistema fotovoltaico parcialmente integrado: os módulos fotovoltaicos são aplicados em edifícios e estruturas para qualquer função e finalidade, sem substituir os materiais de construção das próprias estruturas. Os módulos são instalados de forma a serem coplanares em relação ao plano tangencial ou aos planos tangenciais do telhado até uma altura limitada. Essa macrotipologia pode ser definida como BAPV (Building Applied PV)¹².
- Sistema fotovoltaico não integrado: os módulos são posicionados sobre as superfícies das estruturas exteriores de edifícios, sobre os edifícios e estruturas para qualquer função e finalidade. Os módulos não são coplanares em relação ao plano tangencial ou aos planos tangenciais do telhado.

Seja como for, o sistema de montagem em telhado deve ser instalado com a aplicação de boas práticas de engenharia e respeitando-se as informações sobre o uso pretendido de seus componentes. Essas boas práticas de engenharia devem ser documentadas e a documentação mantida pela(s) pessoa(s) responsável(is), colocando-a à disposição das autoridades nacionais relevantes para fins de inspeção enquanto a instalação fixa estiver em operação. As medições e o design do sistema dependem da análise exata e detalhada de cada área específica, a fim de determinar o comportamento de suporte de carga em relação às cargas específicas do vento e da neve. A análise estrutural deve ser baseada nos valores regionais da carga, com suposição de carga, devendo estar de acordo com as normas nacionais atuais (por exemplo, na Europa, de acordo com a EN 1990 (Eurocódigo 0), EN 1991 (Eurocódigo 1), EN 1993 (Eurocódigo 3), EN 1999 (Eurocódigo 9) e outras normas nacionais correspondentes. As orientações sobre os princípios e requisitos do projeto estrutural para a segurança e a manutenção da conexão estrutural entre painéis de energia solar montados em telhados planos ou inclinados são fornecidas pelo relatório técnico europeu CEN/TR 16999 intitulado Sistemas de energia solar para telhados – Requisitos das conexões estruturais para painéis solares.

3.1.3.3 Garagem

Para usar as superfícies existentes para a instalação de módulos fotovoltaicos, as garagens são uma boa maneira de usar áreas para a produção de energia solar, além de fornecer sombra para áreas de estacionamento ou para pedestres. As fundações das garagens estão disponíveis em lastros de concreto fabricados no local, pilares de concreto e integrações de micropilhas. Ainda para esse tipo de instalação, as medições e o desenho do sistema dependem da análise exata e detalhada de cada área específica, a fim de determinar o comportamento de suporte de carga em relação às cargas específicas do vento e da neve: a análise estrutural deve ser baseada nos valores regionais das cargas, com suposição de carga, devendo estar em conformidade com as normas nacionais atuais (por exemplo, na Europa, de acordo com a EN 1990 (Eurocódigo 0), EN 1991 (Eurocódigo 1), EN 1993 (Eurocódigo 3), EN 1999 (Eurocódigo 9) e outras normas nacionais correspondentes). Além disso, devem ser considerados os requisitos locais especiais para a restrição de áreas de estacionamento e as condições de segurança durante o desenho do sistema fotovoltaico.

3.1.3.4 Outras integrações arquitetônicas

Graças ao desenvolvimento técnico da indústria fotovoltaica, o sistema fotovoltaico pode ser facilmente integrado em termos arquitetônicos aos elementos de construção civil, como componentes de fachadas verticais, com superfícies opacas ou transparentes. Além disso, os elementos das fachadas das construções fotovoltaicas também podem ser fornecidos por aberturas como portas ou janelas.

3.2 Layout da central fotovoltaica

3.2.1 Tipo de instalação

Como já foi introduzido no parágrafo 1.2.1, os módulos fotovoltaicos que compõem o gerador fotovoltaico podem ser conectados a um ou mais inversores, dependendo do tipo de instalação para que, depois, seja obtido um tipo diferente de distribuição.

3.2.1.1 Distribuição descentralizada

A distribuição descentralizada é geralmente adotada nas centrais fotovoltaicas onde o gerador fotovoltaico está sujeito a diferentes condições de radiação (por exemplo, orientação diferente de inclinação dos módulos fotovoltaicos; orientação diferente de azimute dos módulos fotovoltaicos; parte do gerador fotovoltaico que fica na sombra; etc.). Usando vários inversores, várias entradas MPPT estão disponíveis e, em seguida, as diferentes partes dos arquivos fotovoltaicos sujeitas a diferentes condições de radiação podem ser conectadas a diferentes MPPT.

Além disso, geralmente a eficiência de conversão dos inversores string é maior que a do inversor centralizado.

Atualmente, vários inversores string têm fusíveis e chave de CC inclusos e, portanto, as caixas de derivação de DC não são necessárias na instalação fotovoltaica. O uso do inversor string implica na combinação das saídas de CA dos inversores às caixas de derivação de CA, conforme mostra a Figura 8. As caixas de derivação de CA geralmente contêm porta-fusíveis, SPDs e MCCBs. A distribuição descentralizada oferece uma vantagem muito interessante: em caso de falha do inversor, apenas uma parte do gerador fotovoltaico fica fora de serviço e, assim, a produção de energia não é completamente comprometida e o tempo de atividade é maximizado. Por fim, a distribuição descentralizada oferece uma fácil identificação de falhas.

3.2.1.2 Distribuição descentralizada

A distribuição centralizada é geralmente adotada em centrais fotovoltaicas de grande porte, nas quais o gerador fotovoltaico possui orientação uniforme. Na distribuição centralizada, os módulos fotovoltaicos que compõem o gerador fotovoltaico são conectados em modo paralelo nas caixas de derivação. A conexão em paralelo de várias caixas de derivação é conectada à caixa de agrupamento e, em seguida, ao inversor central.

A distribuição de energia é feita através de cabos de DC. A distribuição de energia em CC é mais eficiente e mais barata que a em CA, porque:

- existem dois condutores usados na transmissão de CC, enquanto três condutores são necessários na transmissão de CA;
- considerando-se o nível de tensão gerado pelo módulo fotovoltaico, os cabos de CC possuem seção transversal menor que os cabos de CA (considerando-se o mesmo nível de potência);
- não há indutância e surtos (ondas de alta tensão por tempos muito curtos) na transmissão de CC; devido à ausência de indutância, há uma queda de tensão muito baixa nas linhas de transmissão de DC em comparação às de CA;
- no sistema de fornecimento de CC, as perdas pela bainha nos cabos subterrâneos são baixas.

De acordo com esse cenário, os baixos custos de instalação e a baixa perda de energia são as principais vantagens da distribuição centralizada.

3.2.2 Projeto de sistemas fotovoltaicos

Os padrões internacionais disponíveis que indicam os requisitos para o projeto de arranjos fotovoltaicos, fiação de CC e dispositivos de proteção elétrica estão listados abaixo:

- IEC 62548:2016 Photovoltaic (PV) arrays - Design requirements (Arranjos fotovoltaicos (FV) - Requisitos de projeto)
- IEC TS 62738:2018 Ground-mounted photovoltaic power plants - Design guidelines and recommendations (Centrais fotovoltaicas montadas no solo - Diretrizes e recomendações de projeto)
- IEC 62817:2014 Photovoltaic systems - Design qualification of solar trackers (Sistemas fotovoltaicos - Qualificação de projeto de rastreadores solares)
- NFPA 70: Artigo 690 do National Electrical Code "Solar Photovoltaic (PV) Systems" quando o NEC adotou o Artigo 690 pela primeira vez.
- IEC 62446-1: 2016 Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 1 (Sistemas fotovoltaicos (FV) - Requisitos para testes, documentação e manutenção - Parte 1): Grid connected systems - Documentation, commissioning tests and inspection (Sistemas conectados à rede elétrica - Documentação, testes e inspeção de colocação em funcionamento)

O projeto, montagem e verificação do sistema fotovoltaico devem estar em conformidade com os requisitos da IEC 60364 para todas as peças (instalações elétricas de baixa tensão).

3.2.2.1 Configurações de string e inversores centrais

Seleção do tamanho do inversor

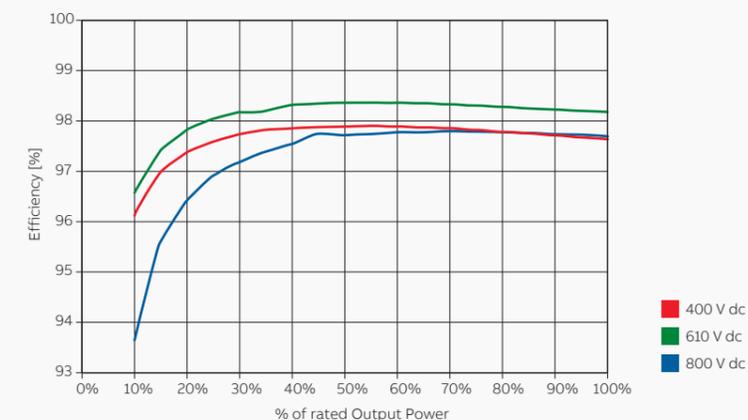
A seleção do inversor e do seu tamanho é realizada de acordo com a potência nominal do gerador fotovoltaico. A partir da potência nominal do gerador fotovoltaico ($P_{DC\ PV\ GEN}$), de acordo com a distribuição da radiação solar anual no local da instalação e de acordo com as condições da instalação, o profissional responsável pelo projeto deve decidir se o inversor deve ter grandes dimensões ($P_{DC\ Max\ Inverter} > P_{DC\ PV\ GEN}$) ou pequenas dimensões

($P_{DC\ Max\ Inverter} < P_{DC\ PV\ GEN}$). No caso de um inversor de pequenas dimensões, quando a energia gerada for maior do que a normalmente estimada, o inversor limitará automaticamente a saída de potência.

A taxa máxima de alimentação de CC do inversor ($P_{DC\ Max\ Inverter}$), de acordo com a eficiência do inversor, defina a taxa máxima de alimentação de CA do inversor.

A eficiência do inversor é influenciada pela % da potência nominal de saída e pela tensão do arranjo fotovoltaico.

Figura 39
Curvas de eficiência
do TRIO 50



Determinação da $V_{OC\ MAX}$ do módulo fotovoltaico (de acordo com a IEC 60364-7-712).

Como já falamos no parágrafo 2.9.2, a variação da tensão de circuito aberto V_{OC} de um módulo fotovoltaico é uma função da temperatura de operação das células. A tensão de circuito aberto V_{OC} é inversamente proporcional à temperatura da célula sendo, então, mais alta na temperatura mais baixa da célula. A tensão máxima de circuito aberto $V_{OC\ MAX}$ pode ser calculada com os seguintes dados:

- temperatura mínima que pode ser aguardada no local da instalação fotovoltaica;
- tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico na condição STC $V_{OC\ STC}$;
- coeficiente de temperatura do módulo fotovoltaico.

As fórmulas para calcular a $V_{OC\ MAX}$ são:

$$V_{OC\ MAX} = V_{OC\ STC} \cdot \left[1 + \left(\frac{\beta}{100} \right) \cdot (T_{min} - 25) \right]$$

ou

$$V_{OC\ MAX} = V_{OC\ STC} + \beta' \cdot (T_{min} - 25)$$

Onde:

A T_{min} é considerada como sendo igual à temperatura mais baixa que pode ser aguardada no local da instalação fotovoltaica;

A $V_{OC\ STC}$ é a tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico em condições padrão de teste;

β é o coeficiente de variação da tensão, de acordo com a temperatura, e depende da tipologia do módulo fotovoltaico; é medido em [%/K];

β' é o coeficiente de variação da tensão, de acordo com a temperatura, e depende da tipologia do módulo fotovoltaico; é medido em [mV/K].

Para alguns tipos de módulos fotovoltaicos, as características elétricas, durante as primeiras semanas de operação, são maiores que as características indicadas na placa de identificação do módulo fotovoltaico: esse fenômeno deve ser considerado no cálculo da $V_{OC\ MAX}$. Além disso, as características elétricas de outros tipos de módulos fotovoltaicos diminuem durante a vida útil dos módulos fotovoltaicos devido ao mecanismo de degradação (LID, LETID, PID): esse fenômeno deve ser considerado no cálculo da $V_{OC\ MAX}$.

Exemplo 4

Gostaríamos de calcular a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC\ MAX}$) de 60 células monocristalinas de 6" com potência nominal de 300 W em condições STC em Berlim (Alemanha). A temperatura ambiente mínima em Berlim (Alemanha) é de -8 °C. O coeficiente de temperatura da tensão (β) do módulo fotovoltaico acima é de -0,29 [%/K].

A tensão de circuito aberto do módulo acima ($V_{OC\ STC}$) é de 39,4 V.

$$V_{OC\ MAX} = 39.4 \cdot [1 + (-0.29\%) \cdot ((-8) - 25)] = 39.4 \cdot [1 - 0.0029 \cdot (-8 - 25)]$$

$$V_{OC\ MAX} = 39.4 \cdot [1 + 0.0029 \cdot 33] = 43.17\ V$$

Determinação do $V_{MPP\ min}$ do módulo fotovoltaico

De acordo com o exposto acima, a tensão mínima MPP $V_{MPP\ min}$ pode ser calculada usando-se os seguintes dados:

- temperatura máxima que pode ser aguardada no local da instalação fotovoltaica;
- Tensão MPP do módulo fotovoltaico na condição STC $V_{MPP\ STC}$;
- coeficiente de temperatura do módulo fotovoltaico.

As temperaturas das células solares dependem do sistema de montagem selecionado e da temperatura ambiente. Para uma instalação montada no solo com ângulo de inclinação, a ΔT entre a temperatura ambiente e a temperatura da célula é de +30 °C; para a instalação do rastreador solar, a ΔT entre a temperatura ambiente e temperatura da célula é de +25 °C; para uma instalação no telhado (módulos fotovoltaicos coplanares à superfície do telhado, a ΔT entre a temperatura ambiente e temperatura da célula é de +35 °C.

As fórmulas para a calcular $V_{MPP\ min}$ são:

$$V_{MPP\ min} = V_{MPP\ STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{cell} - 25)]$$

ou

$$V_{MPP\ min} = V_{MPP\ STC} + \beta' \cdot (T_{cell} - 25)$$

Onde:

T_{cell} é a temperatura máxima da célula que pode ser aguardada no local da instalação fotovoltaica

$V_{MPP\ STC}$ é a tensão MPP do módulo fotovoltaico sob condições padrão de teste;

β é o coeficiente de variação da tensão, de acordo com a temperatura, e depende da tipologia do módulo fotovoltaico; é medido em [%/K];

β' é o coeficiente de variação da tensão, de acordo com a temperatura, e depende da tipologia do módulo fotovoltaico; é medido em [mV/K].

Exemplo 5

Gostaríamos de calcular a tensão MPP mínima ($V_{MPP\ min}$) de 60 células monocristalinas de 6" com potência nominal de

300 W sob condições STC em Berlim (Alemanha). A temperatura ambiente máxima em Berlim (Alemanha) é de 23 °C. O coeficiente de temperatura da tensão (β) do módulo fotovoltaico acima é de -0,29 [%/K]. A tensão MPP na condição STC do módulo acima ($V_{MPP\ STC}$) é 31,2 V. Os módulos são instalados no telhado e são coplanares à sua superfície.

$$T_{cell} = T_{ambient} + 35 = 23 + 35 = 58$$

$$V_{MPP\ min} = 31.2 \cdot [1 + (-0.29\%) \cdot (58 - 25)] = 31.2 \cdot [1 - 0.0029 \cdot (33)]$$

$$V_{MPP\ min} = 31.2 \cdot [1 - 0.0029 \cdot 33] = 28.21\ V$$

Determinação do número máximo de módulos fotovoltaicos por string

O número máximo de módulos fotovoltaicos conectados em série que podem ser conectados ao inversor é definido com base no pressuposto de que a tensão da string está sempre abaixo da tensão máxima de entrada do inversor. Caso a tensão da string exceda a tensão de entrada do inversor, podem ocorrer danos ao inversor devido à sobretensão.

$$N_{MAX\ Module} \leq \frac{V_{MAX\ Inverter}}{V_{OC\ MAX\ Module}}$$

Onde:

$N_{MAX\ Module}$ é o número máximo de módulos fotovoltaicos conectados em série por string;

$V_{MAX\ Inverter}$ é a tensão máxima de entrada do inversor;

$V_{OC\ MAX\ Module}$ é a V_{oc} máxima do módulo fotovoltaico.

A tensão máxima do sistema de todos os componentes do sistema fotovoltaico (caixas de derivação, interruptor, conectores, cabos, módulos fotovoltaicos, etc.) deve exceder a tensão de máxima de entrada da string.

$$V_{MAX\ system} \geq N_{MAX\ Module} \cdot V_{OC\ MAX\ Module}$$

Onde:

$V_{MAX\ system}$ é a tensão máxima do sistema de todos os componentes do sistema fotovoltaico;

Exemplo 6

Gostaríamos de calcular o número máximo de módulos (60 células monocristalinas de 6" com potência nominal de 300 W em STC), conectadas em série por string na instalação acima em Berlim (Alemanha).

No exemplo 4, a V_{oc} máxima do módulo fotovoltaico foi calculada e é $V_{OC\ MAX\ Module} = 43,17\ V$.

A tensão máxima de entrada do inversor é de 1000 V.

$$N_{MAX\ Module} \leq \frac{1000}{43.17} = 21.19$$

O número máximo de módulos que podem ser conectados em série para serem conectados ao inversor é 21.

Determinação da V_{oc} máx. da string fotovoltaica

A tensão máxima de circuito aberto da string ($V_{OC\ MAX\ String}$) na temperatura mínima esperada no local da instalação fotovoltaica pode ser calculada da seguinte forma:

$$V_{OC\ MAX\ String} = N_{MAX\ Module} \cdot V_{OC\ MAX\ Module}$$

Onde:

$N_{MAX\ Module}$ é o número máximo de módulos fotovoltaicos conectados em série por string;

$V_{OC\ MAX\ Module}$ é a V_{oc} máxima do módulo fotovoltaico.

Determinação do número mínimo de módulos fotovoltaicos por string

Caso a tensão da string caia abaixo da tensão MPP mínima do inversor, não é possível o rastreamento do MPP ou podem ocorrer perdas de rendimento. O número mínimo de módulos fotovoltaicos conectados em série que podem ser conectados ao inversor é definido com base no pressuposto de que a tensão da string na condição MPP está sempre acima da tensão MPP mínima de entrada do inversor.

$$N_{min\ mod} \geq \frac{V_{min\ MPPT\ Inverter}}{V_{MPP\ min\ Module}}$$

Onde:

$N_{min\ Module}$ é o número mínimo de módulos fotovoltaicos conectados em série por string;

$V_{min\ MPPT\ Inverter}$ é a tensão MPP mínima do inversor;

$V_{MPP\ min\ Module}$ é a V_{MPP} mínima do módulo fotovoltaico.

Exemplo 7

Gostaríamos de calcular o número mínimo de módulos (60 células monocristalinas de 6" com potência nominal de 300 W em STC), conectadas em série por string na instalação acima em Berlim (Alemanha).

No exemplo 5, a V_{MPP} mínima do módulo fotovoltaico foi calculada e é $V_{MPP\ min\ Module} = 28,21\ V$. A tensão MPP mínima do inversor é de 450 V.

$$N_{min\ Module} \geq \frac{450}{28.21} = 15.95$$

O número mínimo de módulos que podem ser conectados em série (para garantir que a tensão da string na condição de MPP esteja sempre acima da tensão MPP mínima do inversor) é 16.

Número de módulos fotovoltaicos por string

O número de módulos fotovoltaicos por string não deve:

- ultrapassar do número máximo de módulos fotovoltaicos por string;
- ser menor que o número mínimo de módulos fotovoltaicos por string.

Determinação da corrente máxima do módulo fotovoltaico

Como já foi dito no parágrafo 2.9.2, a variação da corrente de curto-circuito I_{sc} de um módulo fotovoltaico é uma função da temperatura de funcionamento das células. A corrente de curto-circuito I_{sc} é proporcional à temperatura da célula e, portanto, é mais alto na temperatura máxima da célula. Com base no exposto acima, a corrente máxima de curto-circuito $I_{sc\ MAX\ Module}$ do módulo fotovoltaico pode ser calculada usando-se os seguintes dados:

- temperatura máxima que pode ser aguardada no local da instalação fotovoltaica;
- Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico em condição STC $I_{sc\ STC}$;
- coeficiente de temperatura do módulo fotovoltaico.

As temperaturas das células solares dependem do sistema de montagem selecionado e da temperatura ambiente.

Para uma instalação montada no solo com ângulo de inclinação, a ΔT entre a temperatura ambiente e a temperatura da célula é de +30 °C; para a instalação do rastreador solar, a ΔT entre a temperatura ambiente e temperatura da célula é de +25 °C; para uma instalação no telhado (módulos fotovoltaicos coplanares à superfície do telhado), a ΔT entre a temperatura ambiente e temperatura da célula é de +35 °C.

As fórmulas para calcular a $I_{sc\ MAX}$ são:

$$I_{sc\ MAX\ Module} = I_{sc\ STC} \cdot [1 - \alpha \cdot (25 - T_{cell})]$$

Equação 32

ou

$$I_{sc\ MAX\ Module} = I_{sc\ STC} - \alpha' \cdot (25 - T_{cell})$$

Equação 33

Onde:

T_{cell} é a temperatura mais baixa que pode ser aguardada no local da instalação fotovoltaica

$I_{sc\ STC}$ é a corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico sob condições padrão de teste;

α é o coeficiente de variação da corrente, de acordo com a temperatura, e depende da tipologia do módulo fotovoltaico; é medido em [%/K];

α' é o coeficiente de variação da corrente, de acordo com a temperatura, e depende da tipologia do módulo fotovoltaico; é medido em [mV/K].

Além disso, a IEC 60364-7-712 propõe uma fórmula simplificada:

$$I_{sc\ MAX\ Module} = K \cdot I_{sc\ STC}$$

Equação 34

Onde:

K é um fator de correção e seu valor mínimo é 1,25; deve ser aumentado para levar em consideração as situações ambientais.

Exemplo 8

Gostaríamos de estimar a corrente máxima de curto-circuito ($I_{sc\ Módulo\ SC\ MAX}$) de 60 células monocristalinas de 6 polegadas com classificação de 300 W em condições STC em Berlim (Alemanha). A temperatura ambiente máxima em Berlim (Alemanha) é de 23 °C. O coeficiente de temperatura da corrente (α) do módulo fotovoltaico acima é de +0,05 [%/K].

A corrente de curto-circuito na condição STC do módulo acima ($V_{MPP\ STC}$) é 9,87 A.

Os módulos são instalados no telhado e são coplanares à sua superfície.

$$T_{cell} = T_{ambient} + 35 = 23 + 35 = 58$$

Equação 35

$$I_{sc\ MAX\ Module} = 9.87 \cdot [1 - (0.05\%) \cdot (25 - 58)] = 9.87 \cdot [1 + 0.0005 \cdot 33] = 10.03\ A$$

Equação 36

Determinação da corrente máxima da string fotovoltaica

Como já foi introduzido no parágrafo 1.2.1, em uma conexão em série de módulos, a corrente não se soma; a corrente total em uma string de módulos fotovoltaicos conectados em série equivale à corrente gerada pelo módulo único. Com base no exposto acima, a corrente máxima de curto-circuito da string $I_{sc\ MAX\ string}$ é igual à corrente de curto-circuito máxima do módulo fotovoltaico $I_{sc\ MAX\ module}$.

Equação 37

$$I_{sc\ MAX\ Module} = I_{sc\ MAX\ string}$$

Determinação do número de strings

Considerando-se que um dimensionamento do inversor correto foi realizado de acordo com a potência nominal do gerador fotovoltaico, assim que o número de módulos por string foi definido, o número de strings por inversor deve ser verificado.

No caso de **inversores string com MPPT independente**, o número máximo de strings conectadas em paralelo que poderiam ser conectadas ao único canal de entrada de CC do inversor é definido com base no pressuposto de que a corrente máxima de curto-circuito da string $I_{sc\ MAX\ string}$ está sempre abaixo da corrente máxima de entrada do único canal de entrada de CC do inversor.

Equação 38

$$N_{MAX\ string} \leq \frac{I_{Max\ input}}{I_{sc\ MAX\ string}}$$

No caso de **inversores string ou um inversor central com um único MPPT**, o número máximo de strings conectadas em paralelo que poderiam ser conectadas ao inversor é definido com base no pressuposto de que a corrente máxima de curto-circuito da string $I_{sc\ MAX\ string}$ está sempre abaixo da corrente máxima de entrada do inversor.

Equação 39

$$N_{MAX\ string} \leq \frac{I_{Max\ inverter}}{I_{sc\ MAX\ string}}$$

No caso de um **inversor central**, a determinação do número de strings também deve ser realizada para a caixa de derivação.

Seja como for, o nível máximo de corrente dos componentes utilizados nas caixas de derivação (conectores, interruptores, fusíveis) e no inversor deve ser adequado ao número de strings conectadas.

Exemplo 9

Gostaríamos de calcular o número máximo de strings que poderiam ser conectadas ao único canal de entrada de CC de um inversor string de 20 kW com 2 MPPT independentes em Berlim (Alemanha). Cada string é composta de 18 módulos (60 células monocristalinas de 6" com potência nominal de 300 W em STC). A corrente máxima de entrada para cada canal único de entrada de CC do inversor é de 25 A. A corrente máxima de entrada do inversor é totalmente 50 A. No Exemplo 8, a corrente máxima de curto-circuito ($I_{sc\ MAX\ Module}$) de 60 células monocristalinas de 6", com potência nominal de 300 W em condições STC em Berlim (Alemanha), foi calculada e é $I_{sc\ MAX\ Module} = 10,03\ A$. A corrente máxima de curto-circuito da string $I_{sc\ MAX}$ é igual à corrente máxima de curto-circuito do módulo fotovoltaico $I_{sc\ MAX\ module}$, e, portanto, a $I_{sc\ MAX\ string} = 10,03\ A$.

Equação 40

$$N_{MAX\ string\ per\ input} \leq \frac{25}{10.03}$$

Equação 41

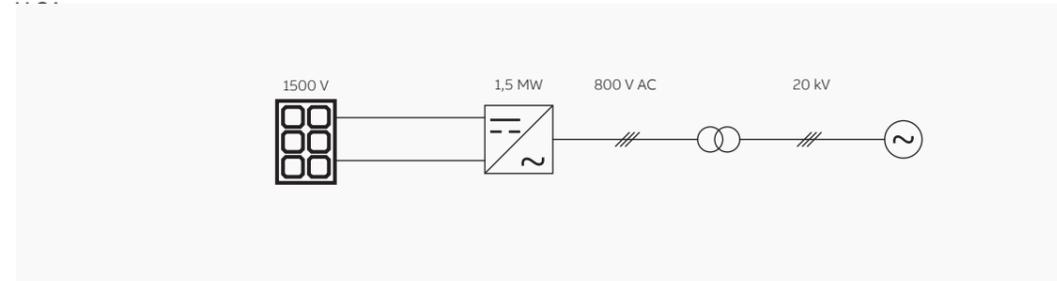
$$N_{MAX\ string\ per\ inverter} \leq \frac{50}{10.03}$$

O número máximo de strings que podem ser conectadas ao canal único de entrada de CC de um inversor string de 20 kW com 2 MPPT independentes em Berlim (Alemanha) é 2, e o número máximo de strings que podem ser conectadas ao inversor é 4.

3.2.2.2 Centrais fotovoltaicas de tensão mais alta

Devido à queda dos preços dos módulos fotovoltaicos, atualmente os custos de BOS têm mais importância. Para baratear a produção de energia fotovoltaica, o objetivo é reduzir os custos do resto do sistema (Balance of System - BOS). Esse objetivo pode ser alcançado com o uso de estações de inversores maiores e uma tensão de sistema mais alta. Devido às tensões mais altas, é possível transferir mais potência com as mesmas seções transversais dos fios. Além disso, uma central elétrica com uma tensão mais alta exige também uma redução do número de caixas de derivação. O limite superior para a tensão mais alta do sistema será o padrão de baixa tensão que vai até 1500 V CC e 1000

Figura 40
esquema de centrais
fotovoltaicas de
alta tensão



A mais avançada tecnologia no que diz respeito à tensão máxima dos sistemas de módulos fotovoltaicos disponível no mercado é de 1500 V. Esse valor de tensão nominal pode apresentar alguns problemas relacionados com a degradação do desempenho dos módulos fotovoltaicos (por ex., PID): a fim de evitar estes problemas, de acordo com as recomendações dos fabricantes de módulos fotovoltaicos, algumas soluções devem ser consideradas (por ex., aterramento funcional, etc.). Atualmente, são utilizados inversores com saídas de 800 V CA; também são utilizados inversores string com saídas de 800 V CA e é necessária uma combinação de mais alimentações de CA antes do transformador de 800 V CA.

13
As características da interface utilitária para sistemas fotovoltaicos (FV) estão incluídas na norma IEC 61727:2004. Esta norma descreve as recomendações específicas para sistemas com tensão nominal de 10 kVA ou menos, tais como os que podem ser utilizados em residências individuais monofásicas ou trifásicas. Esta norma aplica-se à interconexão com o sistema de distribuição de energia de baixa tensão das concessionárias. Seja como for, os códigos da rede elétrica publicados por cada país substituem esta norma.

14
A conexão à rede elétrica é regulamentada pelo código nacional das redes elétricas.

Figura 41
por ex., da conexão do Sistema de Proteção de Interface (IPS) para o Dispositivo de Proteção de Interface (ID) em sistemas fotovoltaicos de baixa tensão.

3.3 Conexão à rede elétrica

As centrais fotovoltaicas podem ser conectadas à rede elétrica de baixa, média ou alta tensão, dependendo da sua potência nominal (por ex., residencial [1-10 kW] – baixa tensão; comercial e industrial [10-1000 kW] - baixa ou média tensão; grande escala [> 500 kW] - média ou alta tensão). A conexão do sistema fotovoltaico (usuários ativos) à rede elétrica das concessionárias está sujeita aos requisitos do código das redes elétricas¹³. O sistema fotovoltaico deve ser desconectado da rede elétrica sempre que os valores de tensão e frequência da própria rede estiverem fora das faixas estipuladas pelo código das redes elétricas.

Essa desconexão é geralmente realizada por um dispositivo de interface, que dispara após receber um comando de abertura enviado por um sistema externo de proteção de interface (relé).

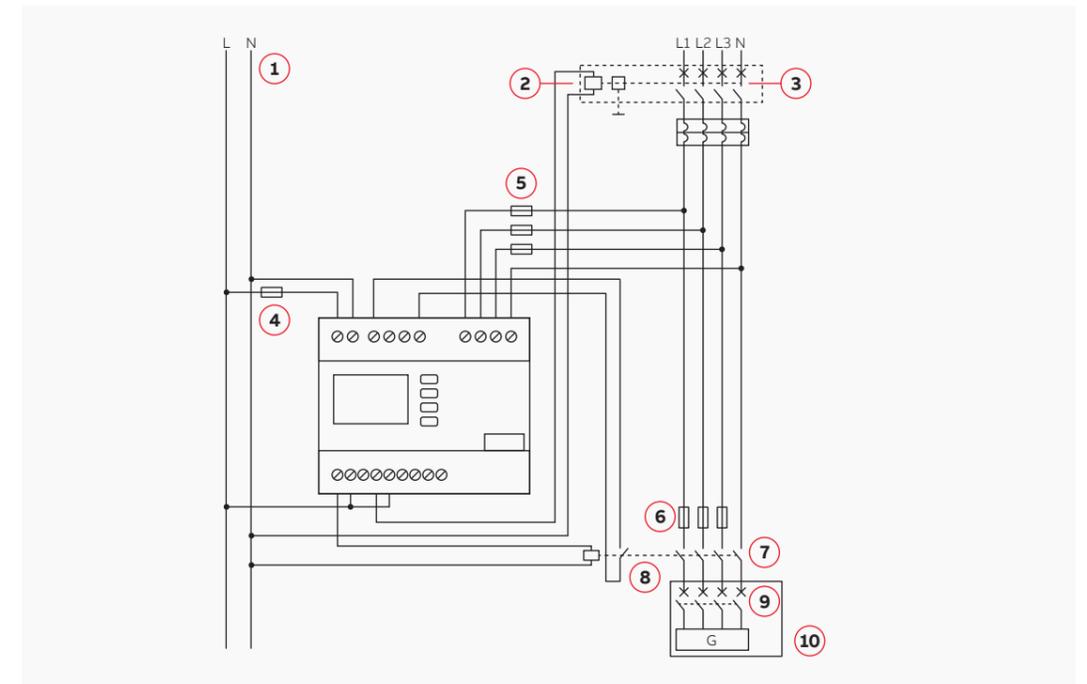
O código das redes elétricas estabelece se a central fotovoltaica deve ser conectada à rede de baixa ou média tensão, de acordo com a potência nominal da instalação fotovoltaica; de acordo com o tipo de conexão da central fotovoltaica, o sistema de proteção de interface é capaz de monitorar os valores de tensão e frequência na rede elétrica correspondente.

3.3.1 Sistema de proteção de interfaces de baixa tensão

As pequenas centrais fotovoltaicas residenciais e comerciais geralmente¹⁴ são conectadas à rede elétrica de baixa tensão.

Se todas as fases estiverem presentes com valores de tensão e frequência dentro de sua faixa permissível, o relé de saída do IPS é energizado após a partida ajustável e, conseqüentemente, o sistema fotovoltaico é conectado à rede elétrica.

Se uma ou mais fases não estiverem presentes ou se os valores de tensão e frequência não estiverem dentro de sua faixa permissível, o relé de saída do IPS se desenergiza e, conseqüentemente, o sistema fotovoltaico é desconectado da rede elétrica.



Legenda

- | | |
|---|--|
| 1 Tensão de alimentação de controle para o IPS e a bobina do dispositivo de disparo | de interface (ID) |
| 2 Bobina de abertura para função de retroalimentação. Essa bobina pode controlar o dispositivo geral GD | 7 ID: Disjuntor ou chave de contato automáticos, equipados com bobina de baixa tensão e motor para fechamento automático |
| 3 GD do disjuntor principal | 8 Contato auxiliar do IPS para função de retroalimentação |
| 4 Fusível de proteção para o IPS | 9 Disjuntor do gerador/inversor (GenD) |
| 5 Fusível de proteção para o circuito de medição do IPS | 10 Gerador e/ou inversor |
| 6 Proteção contra curto-circuito do dispositivo de proteção | |

3.3.2 Sistema de proteção de interfaces de média tensão

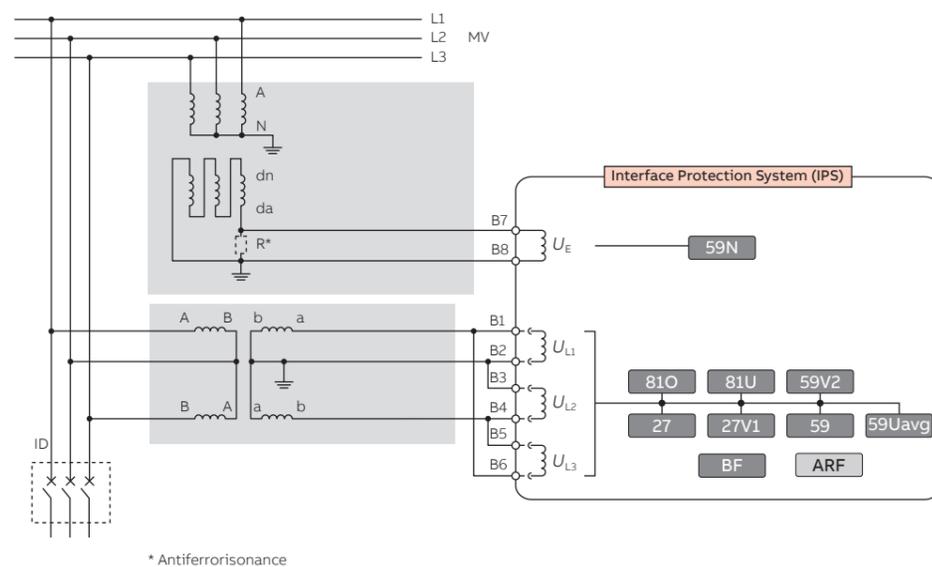
Quando um sistema fotovoltaico é conectado à rede elétrica de média tensão, o Sistema de Proteção de Interface (IPS) é um pouco mais complexo, pois o sistema de proteção é o conjunto dos:

- transformadores de tensão (TTs)
- relés com configurações adequadas.

O Sistema de Proteção de Interface (IPS) geralmente¹⁵ é ajustado com as seguintes proteções:

- proteções contra subtensão;
- sub/sobrefrequência e taxa de variação de frequência
- sobrecorrente (direcional e não direcional)¹⁶.

No sistema fotovoltaico conectado à rede de média tensão, de acordo com a configuração elétrica, o relé do IPS pode controlar um Dispositivo de Proteção de Interface – ID (por ex., um disjuntor) que opera em baixa ou média tensão.



—
15

A proteção requerida é definida pelo código da rede elétrica nacional.

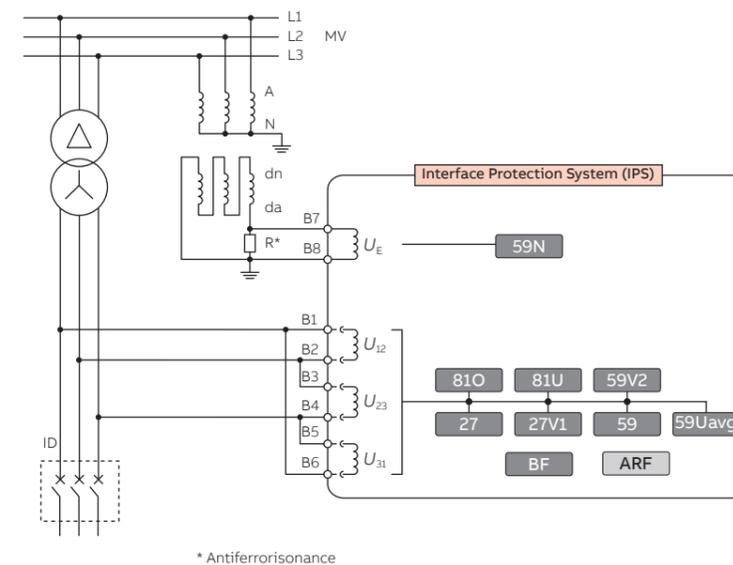
—
16

Essa proteção geralmente é implementada na proteção geral.

—

Figura 42 por ex., entrada de tensão - TTs de conexões em "V" e tensão residual adquirida com o TT de delta aberto

Figura 43 por ex., medição direta de tensões fase-fase de baixa tensão e tensão residual adquirida com TT de delta aberto em média tensão



Os códigos das redes elétricas frequentemente estabelecem que os DSOs (operadores de sistemas de distribuição) devem ser capazes de desconectar o sistema fotovoltaico da rede elétrica, a fim de garantir o funcionamento seguro dela. Por este motivo, um modem GSM, capaz de receber comandos do DSO, é conectado ao Sistema de Proteção de Interface; de acordo com os comandos do DSO, o modem é capaz de energizar ou desenergizar o relé de saída do Sistema de Proteção de Interface e, em seguida, conectar ou desconectar o sistema fotovoltaico da rede elétrica.

3.4 Escolha de cabos

3.4.1 Tipos de cabos e condições de instalação

Os cabos utilizados para conectar a seção de CC de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica devem ser selecionados para suportar as condições desafiadoras de luz solar (luz ultravioleta), calor extremo, condições de congelamento (os cabos conduzidos por trás de um arranjo fotovoltaico devem ser classificados para uma faixa de temperatura de pelo menos -15°C a 90°C), bem como condições operacionais que envolvam o contato regular com a água da chuva, corrente e tensão (tensão de CC até 1,5 kV entre condutores e entre condutor e terra).

O IEC desenvolveu uma norma para testar os cabos solares: IEC 62930 “Electric cables for photovoltaic systems with a voltage rating of 1,5 kV DC” (Cabos elétricos para sistemas fotovoltaicos com tensão nominal de 1,5 kV CC). Esta norma inclui cabos sem halogênio e com baixa emissão de fumaça e cabos que podem conter halogênios.

Uma norma semelhante, a EN 50618 “Electric cables for photovoltaic systems” (Cabos elétricos para sistemas fotovoltaicos), foi publicada na Europa: ela restringiu o cabo a materiais sem halogêneos. A codificação de cabos solares na Europa é a H1Z2Z2-K.

Além disso, a norma UL foi desenvolvida para os cabos fotovoltaicos: UL 4703 “Standard for Photovoltaic Wire” (Norma para cabos fotovoltaicos).

De acordo com a região de instalação, os cabos solares devem ser aprovados de acordo com as normas adequadas citadas acima.

IEC 60364-7-712 “Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems” (Instalações elétricas de baixa tensão - Parte 7-712: Requisitos para instalações ou locais especiais - sistemas de fornecimento de energia fotovoltaica (FV) solar) exige que os cabos do lado de CC sejam selecionados e instalados a fim de minimizar o risco de faltas à terra e de curto-circuitos.

Normalmente, os cabos de strings fotovoltaicas possuem isolamento duplo ou reforçado como meio de proteção contra choques;

para manter este recurso, eles não devem:

- ser ocultados nas paredes ou nas estruturas de metal dos sistemas de fixação;
- dobrados com um raio inferior a 8 vezes o diâmetro total do cabo (requisitos de raio NEC seção 300.34).

Os cabos das cadeias fotovoltaicas são frequentemente montados imediatamente atrás do arranjo e estão sujeitos à influência térmica e ao movimento eólico dos arranjos/módulos. Danos mecânicos nos cabos podem levar ao aumento dos casos de choques elétricos e do risco de incêndios.

Os cabos fotovoltaicos são normalmente de cor preta para ajudar na resistência a UV e a codificação externa por cores dos cabos não é necessária para os sistemas fotovoltaicos: recomenda-se a utilização de fios pretos para o lado negativo dos cabos de strings fotovoltaicas e de fios vermelhos para o lado positivo.

Quando forem necessários cabos longos de strings fotovoltaicas, recomenda-se a fixação de etiquetas ao longo dos cabos de CC. As etiquetas de perigo fixadas a cada 5 a 10 m são consideradas suficientes para identificar os cabos em trajetos retos, onde é possível uma visão clara entre as etiquetas.

Figura 44
Etiqueta de perigo de cabos para arranjos fotovoltaicos



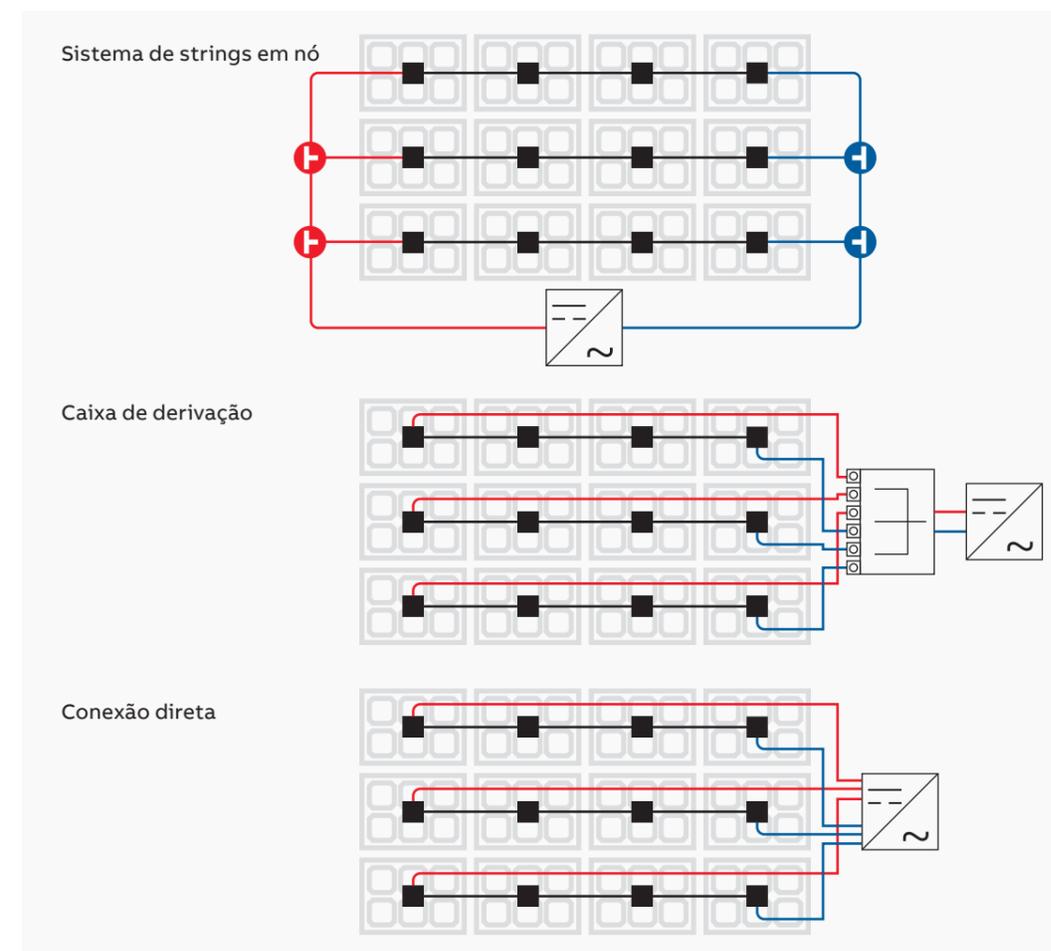
Além dos requisitos da IEC 60364, deve haver uma separação entre circuitos de CC e CA, de acordo com os mesmos requisitos para a separação de níveis de tensão diferentes.

Figura 45
diversos tipos de designs para interconectar as strings fotovoltaicas

Interconexão de strings fotovoltaicas

Existem três tipos de designs para conectar as strings fotovoltaicas ao inversor de energia solar:

- Sistema de strings em nó: é comum em geradores fotovoltaicos compostos por módulos fotovoltaicos de película fina;
- Sistema fotovoltaico com caixa de derivação de CC: este tipo de conexão é utilizada em conjunto com inversores centrais;
- Conexão direta: este tipo de conexão é utilizada em conjunto com inversores string de pequenas dimensões;



No caso de um sistema de strings em nós, a interconexão de strings é feita com um tipo especial de conectores do tipo macho e fêmea de ramificação ou em “Y”.

Figura 46
conectores do tipo macho e fêmea em “Y”: Conector fêmea de ramificação, à esquerda; conector macho de ramificação, à direita



No caso de um sistema fotovoltaico com caixa de derivação de CC, os cabos de strings fotovoltaicas que entram nas caixas de derivação devem ser agrupados e identificados em pares, de modo que os condutores positivos e negativos do mesmo circuito possam ser facilmente distinguidos dos outros pares.

Conectores do tipo macho e fêmea de CC

Os conectores do tipo macho e fêmea específicos para energia fotovoltaica são normalmente instalados nos cabos dos módulos fotovoltaicos pelo fabricante dos módulos. Esses conectores fornecem um contato elétrico durável, seguro e eficaz.

Em conformidade com a IEC 60364-7-712, esses conectores do tipo macho e fêmea de CC devem ser selecionados em conformidade com a IEC 62852 “Connectors for DC-application in photovoltaic systems - Safety requirements and tests” (Conectores para aplicações de CC em sistemas fotovoltaicos - Requisitos de segurança e testes).

Figura 47
conectores do tipo macho e fêmea



Os conectores devem ser manuseados por pessoas competentes ou instruídas e nunca devem ser desconectados sob carga; a desconexão sob carga pode provocar um arco elétrico em CC, podendo causar danos permanentes aos conectores. Os conectores devem ser de um tipo que só possa ser desconectado por meio de uma chave ou ferramenta, ou instalado no interior de um compartimento que só possa ser aberto por meio delas.

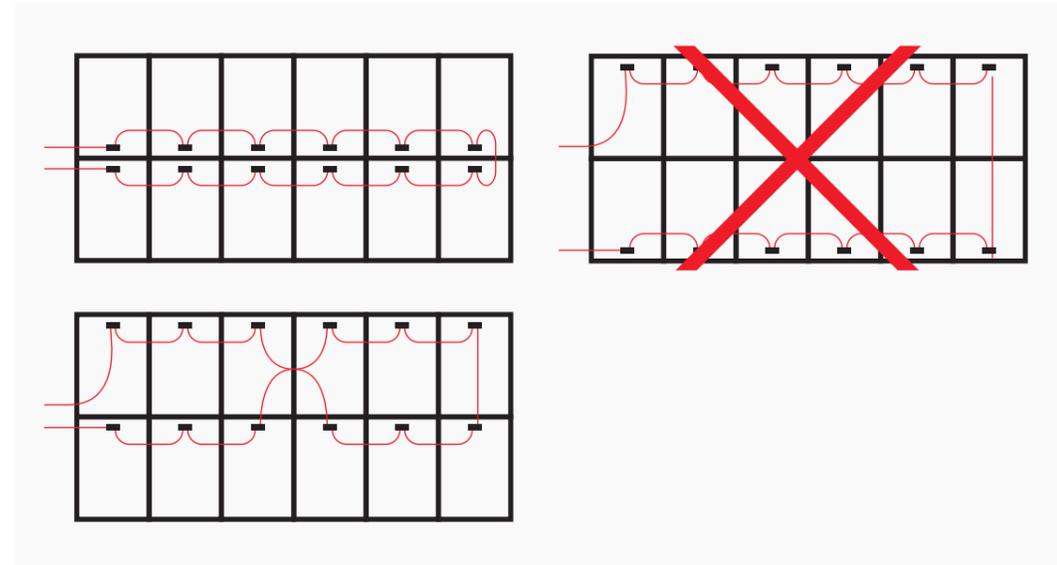
Os conectores do tipo macho e fêmea acoplados em um sistema fotovoltaico devem ser do mesmo tipo e fabricante e estar em conformidade com os requisitos da IEC 62852. Em caso de utilização de marcas diferentes de conectores do tipo macho e fêmea “compatíveis”, eles só podem ser interconectados se um relatório de testes tiver sido fornecido, confirmando a compatibilidade dos dois tipos conforme os requisitos da IEC 62852.

Todos os conectores do tipo macho e fêmea utilizados em um circuito de strings fotovoltaicas (interconexão de módulos fotovoltaicos, junções de cabos em linha, conectores do tipo macho e fêmea de ramificação ou em “Y” e de conexão de painéis) devem cumprir as tensões e correntes nominais mínimas, conforme descrito acima na seleção de cabos de strings.

Interconexão de módulos fotovoltaicos e cabeamento de strings

A fim de minimizar as tensões induzidas causadas por raios, a IEC 60364-7-712 exige que a superfície de todos os loops deve ser a menor possível, em particular no caso do cabeamento de strings fotovoltaicas.

Figura 48
por ex., de cabeamento de strings fotovoltaicas a fim de minimizar as tensões induzidas causadas por raios



Seja como for, é recomendável verificar se no manual de instalação e manutenção dos módulos fotovoltaicos há restrições quanto à sua instalação (por exemplo, alguns fabricantes de módulos não permitem a instalação deles em posição retrato (vertical) com a caixa de derivação posicionada no lado inferior, a fim de evitar o acúmulo de água perto dela). A prática padrão para o cabeamento módulo-módulo é conectar os módulos adjacentes em uma ligação em cascata. Frequentemente, o excesso de comprimento dos cabos do módulo é enrolado e organizado com o uso de algumas presilhas ou fitas.

Figura 49
por ex., de cabeamento de strings fotovoltaicas em ligação em cascata com cabos enrolados

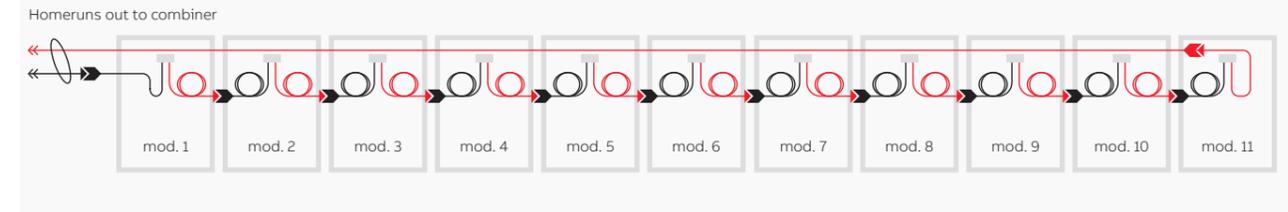
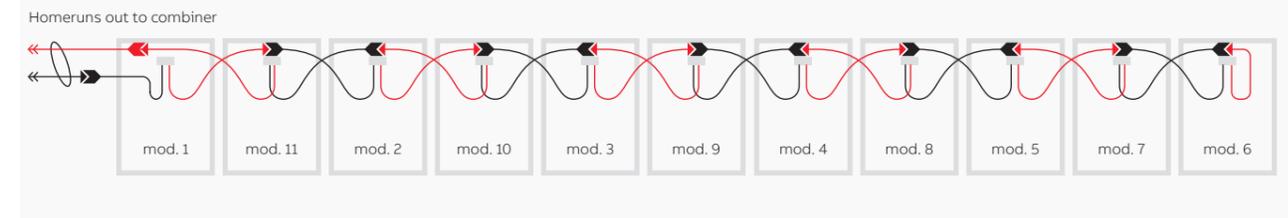


Figura 50
por ex., de cabeamento de strings fotovoltaicas com fiação em configuração leapfrog (alternada)

Com o comprimento adequado dos cabos do módulo, o cabeamento em configuração leapfrog (alternada) pode ser utilizado para conectar módulos fotovoltaicos em posição retrato (vertical) em série e evitar o enrolamento de cabos.



De qualquer forma, é altamente desaconselhável empilhar e prender os cabos dentro das estruturas metálicas do sistema de fixação de módulos fotovoltaicos.

3.4.2 Área transversal dos cabos e capacidade de transmissão de corrente

Os cabos devem ser dimensionados de acordo com a norma IEC 60364-5-52 “Low-voltage electrical installations - Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment - Wiring systems” (Instalações elétricas de baixa tensão - Parte 5-52: Seleção e montagem de equipamentos elétricos - Sistemas de cabeamento) e de acordo com os requisitos da IEC 60364-7-712. Estes cálculos devem também levar em consideração o estado de funcionamento dos cabos em termos de tensão e corrente.

Cabos de strings de módulos fotovoltaicos

A tensão nominal de um cabo refere-se à tensão máxima à qual ele pode ser conectado. Se a tensão nominal for excedida, o isolamento entre os fios do cabo, ou entre um fio de cabo e a terra, pode romper e causar um curto-circuito ou um incêndio. A tensão nominal dos cabos deve ser escolhida de acordo com a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC\ MAX\ string}$) das strings. De acordo com o número de módulos fotovoltaicos por string, a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC\ MAX\ string}$) da string pode ser calculada com o uso dos seguintes dados:

- temperatura mínima que pode ser aguardada no local da instalação fotovoltaica;
- tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico na condição STC $V_{OC\ STC}$;
- coeficiente de temperatura do módulo fotovoltaico.

Senão, para o dimensionamento dos cabos, pode ser utilizado um fator multiplicador de tensão:

Equação 42

$$V_{OC\ MAX\ string} = V_{OC\ STC\ string} \cdot 1.15$$

A capacidade de transmissão de corrente contínua I_z dos cabos de strings fotovoltaicas deve ser igual ou superior à corrente de curto-circuito máxima das strings para a proteção contra corrente de sobrecarga dos cabos de strings fotovoltaicas.

Equação 43

$$I_z \geq I_{SC\ MAX\ string}$$

Como já foi introduzido no parágrafo 1.2.1, em uma conexão em série de módulos, a corrente não se soma; a corrente total em uma string de módulos fotovoltaicos conectados em série equivale à corrente gerada pelo módulo único. A corrente de curto-circuito máxima da string $I_{sc\ MAX\ string}$ é igual à corrente de curto-circuito máxima do módulo fotovoltaico $I_{sc\ MAX\ module}$, e, como já foi introduzido no parágrafo 2.9.2, pode ser calculada com o uso dos seguintes dados:

- temperatura máxima que pode ser aguardada no local da instalação fotovoltaica;
- Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico em condição STC $I_{sc\ STC}$;
- coeficiente de temperatura do módulo fotovoltaico.

Senão, para o dimensionamento dos cabos, pode ser utilizado um fator multiplicador de corrente:

$$I_z \geq I_{sc\ MAX\ string} = I_{sc\ STC\ string} \cdot 1.25$$

Equação 44

A IEC 60364-5-52 fornece orientações sobre um método de dimensionamento de cabos, incluindo qualquer fator de redução de capacidade que precise ser aplicado, bem como as capacidades típicas de transmissão de corrente para tipos de cabos comuns. Seja como for, os cabos devem ser dimensionados de modo que, à potência operacional máxima do arranjo (STC), a queda de tensão total entre o arranjo e a caixa de derivação ou inversor seja <3%.

Cabos de arranjos

Conforme já introduzido no parágrafo 1.2.1, em uma conexão em paralelo de strings:

- a tensão é a mesma em todas as strings de módulos fotovoltaicos;
- as correntes das strings de módulos fotovoltaicos são somadas.

Em seguida, a tensão nominal dos cabos do arranjo e do subarranjo deve ser escolhida de acordo com a tensão máxima de circuito aberto ($V_{oc\ MAX\ string}$) das strings, como já foi apresentado acima, para cabos de strings de módulos fotovoltaicos. A capacidade de transmissão de corrente contínua I_z do cabo de arranjos fotovoltaicos deve ser igual ou superior à corrente direta máxima do arranjo para a proteção contra corrente de sobrecarga dos cabos de arranjos fotovoltaicos. Em um arranjo fotovoltaico composto por N strings, a corrente direta máxima do arranjo é igual à soma da corrente direta máxima das strings fotovoltaicas.

$$I_z \geq I_{sc\ MAX\ array} = N \cdot I_{sc\ MAX\ string} = N \cdot I_{sc\ STC\ string} \cdot 1.25$$

Equação 45

A IEC 60364-5-52 fornece orientações sobre um método de dimensionamento de cabos, incluindo qualquer fator de redução de capacidade que precise ser aplicado, bem como as capacidades típicas de transmissão de corrente para tipos de cabos comuns. Seja como for, os cabos devem ser dimensionados de modo que, à potência operacional máxima do arranjo (STC), a queda de tensão total entre o arranjo e o inversor seja <3%.

Lado de média tensão da central fotovoltaica

Conteúdo

4.1 Esquemas de rede 58

4.1.1 Rede radial 58

4.1.2 Rede em anel 59

4.2 Seleção dos dispositivos de comutação 59

4.3 Transformadores de instrumentos (TIs): Transformadores de corrente (TCs) 59

e transformadores de tensão (TTs) 59

4.3.1 Transformadores indutivos 60

4.3.2 Transformadores de corrente (TCs) indutiva 60

4.3.3 Transformadores de tensão (TT) indutiva 61

4.3.4 Sensores de corrente e tensão não indutivas 61

4.4 Curto-circuito 62

4.5 Status do neutro 63

4.5.1 Neutro isolado 64

4.5.2 Neutro solidamente aterrado 64

4.5.3 Neutro aterrado por meio de resistência 65

4.5.4 Neutro aterrado por meio de impedância (bobina de Petersen) 65

4.6 Medição da corrente de falta à terra e identificação da fase com falta 65

4.7 Códigos de relés de proteção 67

4.8 Filosofia dos ajustes de proteção 70

Lado de média tensão da central fotovoltaica

4.1 Esquemas de rede

No caso de uma central fotovoltaica de grande escala diretamente conectada à rede elétrica de média tensão do DSO, o design deve dimensionar corretamente também a rede elétrica de média tensão da central fotovoltaica; é necessário realizar os seguintes cálculos de rede, total ou parcialmente:

- cálculos de dimensionamento (transformadores, etc.);
- cálculo das correntes de curto-circuito;
- definição do status do neutro;
- estudo de coordenação de proteção.

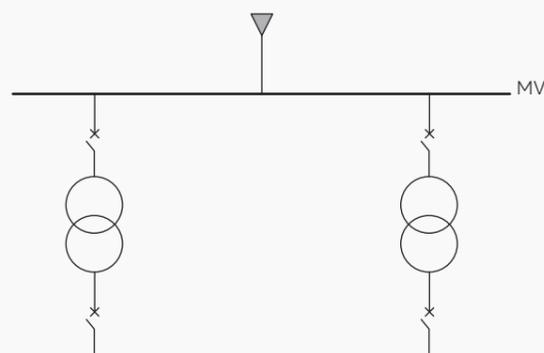
Antes de todas essas atividades, o diagrama de linha simples da rede elétrica de média tensão da central fotovoltaica deve ser definido com base em:

- posição do inversor e do transformador;
- estrutura da rede elétrica.

As vantagens e desvantagens das diversas soluções em redes de média tensão devem ser consideradas e, após isso, de acordo com a rede elétrica de média tensão da central fotovoltaica concebida, é necessário também selecionar as proteções. Para obter informações mais detalhadas sobre a conexão de média tensão, recomenda-se consultar o guia técnico da ABB sobre aplicações de média tensão

4.1.1 Rede radial

Esse é o esquema de rede mais simples e barato e com a menor estabilidade de forma geral.



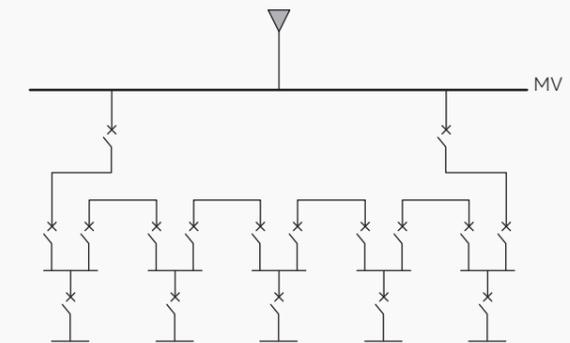
Em um sistema fotovoltaico com várias subestações de centrais fotovoltaicas (>2), é a solução mais simples e econômica.

Figura 51
Rede radial de
média tensão

Figura 52
Rede em anel de
média tensão

4.1.2 Rede em anel

As redes em anel possibilitam sempre possuir duas fontes de alimentação para cada subestação da central fotovoltaica. Na prática, o esquema em anel é caracterizado pela presença de ao menos um lado a mais (n+1) em comparação com o mínimo necessário para conectar a subestação da central fotovoltaica ao nó da fonte de alimentação.



As principais vantagens de redes em anel equipadas com proteções e disjuntores na saída-entrada de cada subestação são:

- continuidade do serviço, ou seja, a possibilidade de desativar somente a parte da rede onde a falha está, mantendo a parte remanescente do anel em operação;
- a possibilidade de realizar manutenção em partes da central sem provocar interrupções do serviço ou paralisações da central.

Por outro lado, as desvantagens são:

- custos de realização vinculados à extensão da rede;
- complexidade do sistema de proteção.

4.2 Seleção dos dispositivos de comutação

Existem três tipos principais de dispositivos de abertura e fechamento de circuitos elétricos que são utilizados em redes de média tensão.

- Disjuntores: instrumentos capazes de fechar e interromper a corrente de curto-circuito.
- Chaves de contato: instrumentos capazes de realizar um alto número de operações e interromper correntes de curto-circuito limitadas.
- Seccionadores: seccionadores ou isoladores capazes de abrir a corrente nominal ou não (obviamente, com um fator de alta potência), garantindo o isolamento galvânico.

Em conjunto com os dispositivos mencionados anteriormente, os fusíveis que são associados às chaves de contato e, frequentemente, aos seccionadores, também devem ser considerados. Na central fotovoltaica, o uso de disjuntores de média tensão é obrigatório quando proteções diferenciais e outras proteções que possuem disparo instantâneo devam ser usadas para eliminar rapidamente a falha.

4.3 Transformadores de instrumentos (TIs): Transformadores de corrente (TCs) e transformadores de tensão (TTs)

Os transformadores de instrumentos (TIs)¹⁷ foram concebidos para transformar a tensão ou a corrente de valores altos em sistemas de média tensão para valores baixos que podem ser utilizados por dispositivos de medição de baixa tensão.

As principais aplicações de TIs na central fotovoltaica são:

- medição (para fins de faturamento e transações de energia);
- controle de proteção (para fins de proteção de sistemas e relés de proteção).

Dependendo dos requisitos para essas aplicações, o design e a construção dos TIs podem ser bem diferentes. Geralmente, os TIs de medição exigem alta precisão na faixa de tensão e corrente operacionais normais. Os TIs de proteção exigem linearidade em uma ampla faixa de tensões e correntes.

Os TIs de proteção devem ser selecionados de acordo com os requisitos dos códigos¹⁸ da rede elétrica.

¹⁷ O Guia de Informações Técnicas e de Aplicações para Transformadores de Instrumentos da ABB contém informações detalhadas sobre os TIs.

¹⁸ Seja como for, código nacional das redes elétricas deve ser consultado.

4.3.1 Transformadores indutivos

As características de construção e a definição das classes de proteção são fornecidas nas normas internacionais. É necessário considerar que a classe de precisão para TCs e TTs de instrumentos e TTs de proteção é uma função da carga conectada ao secundário: a precisão só é garantida quando a carga secundária é superior a 25% do desempenho nominal do transformador.

Considerando os baixos consumos atuais dos instrumentos conectados ao secundário, é essencial, portanto, que o desempenho dos TTs (de medição e de proteção), bem como dos TCs de instrumentos, sejam limitados para garantir que o transdutor opere na classe de precisão para a qual foi fornecido.

4.3.2 Transformadores de corrente (TCs) indutiva

Um esclarecimento importante deve ser feito sobre os TCs em relação à sua forma de construção e ao método de medição. Isso se refere particularmente aos TCs em anel, que são TCs para todos os efeitos e devem ser classificados como tais.

O TC pode ser:

- do tipo enrolamento (como são normalmente os TCs dentro dos comutadores de média tensão), com os dois grampos terminais do circuito primário e os dois grampos terminais do circuito secundário levados para a parte externa. O circuito primário pode, neste caso, possuir também várias voltas diferentes de 1;
- do tipo bucha e barramento, no qual há um pedaço de barramento (normalmente feito de cobre) já envolvido em resina. Neste caso, os terminais do enrolamento primário são as extremidades do barramento, enquanto as extremidades do enrolamento secundário são conduzidas aos terminais externos. Seja como for, o número de voltas primárias neste caso é sempre 1;
- do tipo anel, no qual o primário não é fornecido e será composto pelo condutor que passa pelo orifício central do TC. As extremidades do enrolamento secundário são conduzidas aos dois terminais externos. Neste caso, o número de voltas primárias é, de qualquer forma, normalmente 1, a menos que o condutor seja feito para passar várias vezes no TC. Estes TCs também podem ser construídos para poderem ser abertos, para uma instalação mais fácil em centrais existentes.

As classes de precisão são as mesmas para todos os tipos de TCs e são definidas de acordo com a norma. De acordo com a forma que o TC é inserido na rede, ele pode realizar medições muito diferentes. Em particular:

- o TC que é inserido em apenas uma fase (por exemplo, um TC em anel que envolve apenas uma fase) mede as correntes de linha (de fase);
- o TC que é inserido em três fases (por exemplo, um TC em anel que envolve os condutores das três fases em seu interior) mede a soma vetorial das correntes (na realidade, a soma do fluxo) e, portanto, a corrente de sequência zero.

O que foi sublinhado anteriormente é para indicar que, independente da forma de construção, a medição que é obtida no secundário do TC é uma função da maneira como ele é inserido na rede.

Os TCs servem para transformar as correntes do circuito de alimentação para o circuito de medição.

Eles são classificados em dois tipos pela norma:

- TCs de instrumentos que medem instrumentos, tais como amperômetros, wattímetros, conversores, etc. aos quais estão conectados;
- TCs de proteção, a cujo secundário os relés de proteção estão conectados.

Esta classificação refere-se a sistemas de medição e proteção independentes. Atualmente, com os dispositivos digitais, a proteção e a medição são realizadas pelo mesmo dispositivo e não são fornecidas entradas¹⁹ (mediação e proteção) separadas dos TCs com características diferentes.

Consequentemente, para obter o uso correto dos relés digitais, os TCs devem ser escolhidos com dupla classe de precisão.

—
19
Seja como for, é necessário verificar os requisitos de medição de energia para os TIs.

4.3.3 Transformadores de tensão (TT) indutiva

No caso dos transformadores de tensão, tanto para instrumentos de medição como para relés de proteção, a mesma regra do TC de instrumentos é válida em relação à faixa na qual a classe de precisão é garantida: a classe de precisão só é garantida se a carga secundária for 25% maior que o desempenho nominal.

Não é fácil conseguir garantir que um TT opere na classe de precisão quando um instrumento estiver conectado ao secundário (relé ou instrumento de medição) que possui um autoconsumo de frações de VA.

O uso de cargas de lastro (resistências) a serem inseridas no secundário do TT, quando escolhidas com desempenhos muito altos para garantir a classe de precisão, apresenta dois problemas:

- um elemento é adicionado ao circuito (que também pode ser para proteção), o qual pode quebrar e, portanto, reduzir a confiabilidade geral do sistema;
- um elemento de aquecimento é introduzido nos compartimentos para instrumentos dos comutadores com problemas óbvios para extrair o calor.

Ao selecionar o TT, qualquer ferromagnetismo deve ser levado em consideração. O fenômeno da ferromagnetismo é um aspecto típico dos TTs inseridos em redes de cabos com neutro isolado ou não aterrados com eficiência. A capacidade dos cabos, em conjunto com a indutância do TT, forma um circuito oscilante (R L C). As condições para as quais o circuito em si entra em ressonância podem, portanto, ocorrer no circuito (reatância capacitiva = reatância indutiva satura o TT) e, embora a causa da saturação cesse (por exemplo, uma falta à terra, permanece uma oscilação transitória (ou seja, uma frequência múltipla da rede) de energia reativa posta em prática pelos componentes do circuito oscilante. Devido à frequência desta oscilação, uma circulação permanente e elevada de corrente é produzida apenas no enrolamento primário. Uma vez que essa corrente é apenas magnetizante, o enrolamento secundário é pouco envolvido, por isso há muito aquecimento no primário e um aquecimento insignificante no secundário. O aquecimento anormal dos enrolamentos sempre produz uma forte pressão interna, quebrando consequentemente o compartimento externo.

As medidas tomadas para evitar os fenômenos de ferromagnetismo são principalmente para:

- aumentar a impedância de magnetização do TT;
- utilizar TTs que funcionam com uma indução mais baixa que a prevista;
- utilizar TTs com ferro de alta permeabilidade;
- inserir resistências de amortecimento (ou então dispositivos com resistência não linear) em série com os enrolamentos secundários conectados em delta aberto (o relé de tensão deve ser conectado em paralelo com a resistência antiferromagnetismo).

Às vezes, dependendo da norma nacional, um conjunto secundário de três TTs conectados em delta aberto são utilizados para medir as tensões de sequência zero (necessárias para identificar as faltas à terra).

4.3.4 Sensores de corrente e tensão não indutivos

Uma vez que a potência absorvida pelos dispositivos conectados ao circuito secundário é extremamente limitada, não é mais necessário haver circuitos magnéticos para o acoplamento entre o circuito primário e secundário. Assim, foram desenvolvidos os sensores de corrente ou TCs com núcleo de ar (bobinas de Rogowsky) e sensores de tensão (divisores de tensão), o que elimina os aspectos negativos dos transformadores do tipo indutivo (ciclo de histerese).

É feita uma referência especial a:

- saturação: o fenômeno de saturação não existe com sensores de corrente (não há ferro) e, portanto, a definição do fator de precisão final não é mais um problema;
- desempenho: os exemplos anteriores mostraram a dificuldade de conciliar o desempenho dos transformadores de instrumentos com as cargas conectadas ao secundário. Na verdade, a necessidade de possuir ao menos 25% de carga para garantir a precisão não é mais um problema;
- correntes e tensões primárias nominais: a linearidade da resposta permite que 95% das aplicações sejam abrangidas com apenas dois ou três tipos de transdutores, com vantagens consideráveis para a padronização dos compartimentos de comutadores e a possibilidade de sua rápida reconversão;
- não é mais necessário haver TCs ou TTs de instrumentos e/ou de proteção, uma vez que a precisão é constante e não há mais o problema de saturação.

Para sensores de corrente ou TCs com núcleo de ar, a principal característica é que eles são transformadores cujo circuito magnético é substituído por ar. Um fato peculiar sobre esses tipos de

TCs é que o sinal do secundário não é proporcional ao tamanho do primário, mas sim à sua derivada (que, quando integrada adequadamente nos dispositivos conectados ao secundário, permite obter a medição da corrente). Conforme salientado, não há fenômenos de saturação, mas um dos aspectos negativos geralmente é a existência da classe de precisão, que no design atual não alcança as características que podem ser obtidas para o tipo indutivo de TCs de instrumentos.

A principal característica para os sensores de tensão é a ausência do fenômeno de ferorressonância (obviamente, por não haver mais ferro). Essa não é uma vantagem que pode ser ignorada quando ainda há o uso de redes operadas com neutro isolado. Quando aos TCs com núcleo de ar, no estado atual da tecnologia, a classe de precisão dos divisores de tensão (TTs) ainda não alcança a classe do tipo indutivo de TTs.

4.4 Curto-circuito

A conexão da central fotovoltaica à rede elétrica deve ser concebida de modo a suportar com segurança os efeitos térmicos e mecânicos das correntes de curto-circuito. Os valores característicos para o dimensionamento do sistema de conexão são tipicamente fornecidos pelo operador da rede elétrica no ponto de conexão à rede (por exemplo, tensões nominais e corrente nominal de curta duração).

O curto-circuito é o contato acidental ou intencional, com resistência ou impedância relativamente baixas, entre dois ou mais pontos com tensões diferentes em um circuito. A corrente de curto-circuito é uma sobrecorrente que resulta de um curto-circuito decorrente de uma falta ou de uma conexão incorreta de um circuito elétrico.

Do ponto de vista teórico, o cálculo das correntes de curto-circuito deve ser processado com o uso dos dados obtidos do estudo dos perfis de tensão. A propósito, as normas prevêm que o cálculo seja realizado nos valores nominais da central e que sejam introduzidos coeficientes adequados de correção para compensação (fator de tensão 'c').

O cálculo das correntes de curto-circuito é necessário para:

- estabelecer um dimensionamento adequado das peças de operação e interrupção;
- definir os estresses térmicos e mecânicos dos elementos da central;
- calcular e selecionar os ajustes do sistema de proteção;
- realizar uma proteção adequada das pessoas e das instalações.

As correntes de curto-circuito sob várias condições operacionais diferentes devem ser definidas no estudo de um sistema elétrico:

- as correntes máximas de curto-circuito são importantes para o dimensionamento do sistema;
- as correntes mínimas de curto-circuito são importantes para a coordenação da proteção (a corrente de disparo da proteção deve sempre ser mais baixa que a corrente mínima de curto-circuito no ponto de conexão).

Há quatro tipos diferentes de faltas de rede da linha de transmissão de energia de média tensão:

- falta monofásica-terra;
- falta de curto-circuito bifásico;
- falta bifásica-terra;
- falta de curto-circuito trifásico.

A mais comum é a falta monofásica-terra, que representa mais de 90 % do número total de faltas.

O curto-circuito ocasiona a passagem de correntes pela conexão acidental ou intencional que compõe o curto-circuito em si e pelos diversos componentes até a fonte: é, portanto, uma possível causa de danos e incêndios.

A integração à rede elétrica das centrais fotovoltaicas influencia a capacidade de curto-circuito (SCC) dos sistemas de energia.

O comportamento da central fotovoltaica é diferente daquele dos geradores síncronos clássicos durante curtos-circuitos simétricos ou assimétricos. A resposta das centrais fotovoltaicas a curtos-circuitos é, geralmente, controlada pelos componentes eletrônicos de potência utilizados nos inversores.

Durante as falhas de rede, de acordo com os códigos da rede elétrica, a central fotovoltaica deve permanecer conectada à rede e o controle de corrente reativa da unidade de geração deve ser utilizado para suportar a tensão da rede em caso de queda ou aumento da tensão de curta-duração (modo de operação com alimentação constante durante uma falta).

Nesta situação, os inversores fotovoltaicos podem gerar correntes ligeiramente acima da corrente máxima em condições operacionais normais. O nível de corrente alcançado nestas condições é relevante para o dimensionamento correto do cabeamento e dos dispositivos de proteção, tanto ao nível da central fotovoltaica como da rede elétrica.

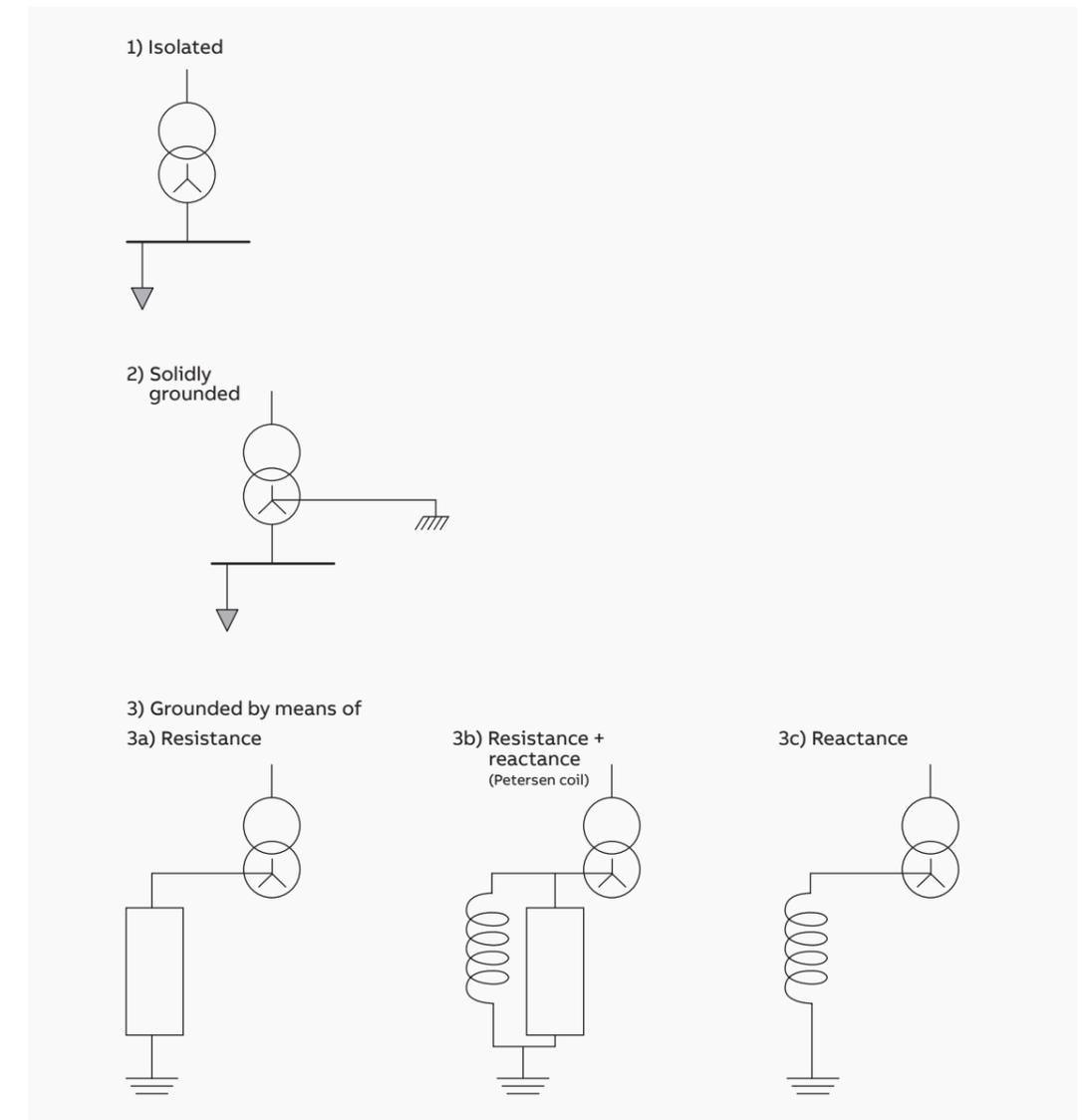
4.5 Status do neutro

Para identificar as faltas à terra em uma rede e, portanto, realizar uma proteção efetiva, é necessário saber detalhadamente como o neutro funciona. A identificação de faltas à terra é realizada por meio de medições de tensão e/ou de corrente de sequência zero e, portanto, saber a existência e a ordem destes parâmetros é fundamental para poder selecionar e ajustar o sistema de proteção.

Diferentemente das proteções contra sobrecarga ou curto-circuito polifásico, nenhum sinal (tensão ou corrente) chega às proteções que têm que identificar as faltas à terra, mas, por outro lado, só chega quando há uma falta à terra na rede. Esta condição torna o sistema de proteção a ser fornecido muito simples, geralmente só exigindo um limiar (tensão e/ou corrente) com tempos de disparo relativamente curtos.

Ao analisar os diversos tipos de status do neutro, é possível definir os tipos de proteções que podem ser associadas.

Figura 53
Status do neutro



4.5.1 Neutro isolado

Em redes com neutro isolado, nenhuma circulação da corrente de sequência zero é gerada deliberadamente (por meio de sistemas de aterramento) no caso de uma falta entre uma fase e a terra. No entanto, há uma circulação de corrente de sequência zero na central, relacionada às capacidades de fase-terra dos inversores e cabos (no que diz respeito aos transformadores, as capacidades de fase-terra são muito pequenas e podem ser ignoradas).

A dificuldade (em qualquer configuração que a rede possa funcionar) de identificar faltas à terra com o uso de proteções seletivas que medem a corrente de falta pode ser deduzida disso.

A única maneira de poder garantir a identificação da falta é a medição da tensão de sequência zero (uma tensão que é normalmente zero na ausência de uma falta e diferente de zero somente na existência de uma falta fase-terra).

Infelizmente, a proteção da tensão de sequência zero (como todas as proteções de tensão) não é do tipo seletiva e, portanto, não é capaz de identificar a posição da falta; só é capaz de indicar que há uma falta na rede sem especificar a sua posição.

A corrente de sequência zero, tensão de sequência zero e o ângulo entre a tensão e a corrente de sequência zero em uma rede são:

- corrente de sequência zero apenas da contribuição capacitiva (operação da rede metalicamente interconectada) de valor variável em qualquer situação e, em geral, não garantida para todas as condições em que a rede pode ser operada. A identificação das faltas não é sempre certa por meio das medições da corrente de sequência zero;
- a tensão de sequência zero sempre presente em caso de uma falta à terra. Portanto, é uma identificação definitiva, mas com incerteza ligada à posição da falta, uma vez que o sinal voltimétrico é praticamente o mesmo para toda a rede e não permite a identificação seletiva;
- ângulo entre a tensão e a corrente de sequência zero: a corrente encontra-se adiantada em 90° em relação à tensão (tipo de rede capacitiva).

4.5.2 Neutro solidamente aterrado

No caso de neutro solidamente aterrado, a corrente de falta monofásica-terra é da mesma ordem de grandeza que a corrente de curto-circuito no caso de faltas polifásicas. Consequentemente, é possível uma identificação simples e seletiva das faltas por meio de proteções que medem a corrente de sequência zero (ou a proteção de sequência zero pode até mesmo ser omitida e apenas a proteção de fase utilizada).

A corrente de sequência zero, tensão de sequência zero e o ângulo entre a tensão e a corrente de sequência zero na rede são:

- corrente de sequência zero de alto valor. Portanto, a identificação das faltas por meio da medição da corrente é sempre certa e do tipo seletivo (a parte do lugar da falta na rede pode ser identificada corretamente);
- Tensão de sequência zero: se esta tensão for medida entre o ponto estrela e a terra, a tensão é nula, ao passo que, se for medida a soma vetorial das tensões trifásicas, ela será diferente de zero e indicará uma falta na rede (mas não do tipo seletivo);
- ângulo entre a tensão e a corrente de sequência zero: a corrente está atrasada (valores típicos de 75-85°) em relação à tensão (tipo indutivo de fonte de rede).

4.5.3 Neutro aterrado por meio de resistência

O aterramento do neutro por meio de resistência permite que uma corrente definitiva seja obtida no caso de uma falta e, consequentemente, que seja possível realizar uma proteção seletiva da rede. Dependendo do valor da resistência instalada, são obtidos valores de corrente de falta mais altos ou menos altos.

A corrente de sequência zero, tensão de sequência zero e o ângulo entre a tensão e a corrente de sequência zero na rede são:

- corrente de sequência zero de valor conhecido. A identificação das faltas é possível através da medição da corrente de sequência zero. A proteção, portanto, é do tipo seletivo;
- tensão de sequência zero: se essa tensão for medida entre o ponto estrela e a terra, a tensão varia de acordo com o valor da resistência de aterramento (no caso de resistências de aterramento de alto valor, recorre-se à situação de neutro isolado, no caso de resistências de aterramento de valor muito pequeno, recorre-se à situação de neutro solidamente aterrado). Se a soma vetorial das tensões trifásicas for medida, for diferente de zero e indicar uma falta na rede (mas não do tipo seletivo);

- ângulo entre a tensão e a corrente de sequência zero: teoricamente, igual a zero (na fase). Há diversos métodos para criar um aterramento de rede de acordo com a disponibilidade ou não do ponto estrela, como demonstrado na Figura 53.

4.5.4 Neutro aterrado por meio de impedância (bobina de Petersen)

O aterramento do neutro por meio de impedância permite que as correntes capacitivas da rede sejam compensadas e, portanto, reduzir a corrente para valores relativamente pequenos no caso de uma falta e com um ângulo de falta aproximadamente igual a zero (rede compensada).

A corrente de sequência zero, tensão de sequência zero e o ângulo entre a tensão e a corrente de sequência zero na rede são:

- corrente de sequência zero de valor conhecido. É possível a identificação das faltas por meio da medição da corrente de sequência zero. A proteção, portanto, é do tipo seletivo;
- tensão de sequência zero: a medição da soma vetorial das tensões trifásicas, é diferente de zero e indica uma falta na rede (mas não do tipo seletivo).
- ângulo entre a tensão e a corrente de sequência zero: teoricamente igual a zero (rede ajustada). Na realidade, o ângulo pode divergir ligeiramente, tanto com adiantamento como com atraso, em função do ajuste da reatância de compensação e das alterações na configuração da rede.

4.6 Medição da corrente de falta à terra e identificação da fase com falta

Desde o advento das proteções eletrônicas e, depois, das proteções digitais que possuem baixa absorção no circuito de corrente, a utilização de TCs do tipo anel tem sido possível (por serem capazes de oferecer geralmente desempenhos muito pequenos), o que permite medir a soma vetorial de fluxo ao invés da soma vetorial das três correntes (conexão residual). Quando se conecta uma sequência zero sobre proteção de corrente à conexão residual dos TCs de fase (conexão Holmgreen), realiza-se uma soma vetorial das correntes e a resultante, portanto, é afetada pelos componentes aperiódicos vinculados à magnetização dos transformadores. Neste caso, são necessárias configurações muito conservadoras das proteções e a estabilidade das mesmas não é normalmente garantida (risco de disparos indesejados). Sugere-se, portanto, o uso sistemático (quando possível) de TCs do tipo anel associados à proteção contra sobrecorrente de sequência zero.

Sempre que for necessário identificar qual das fases é o lugar da falta à terra, a identificação é possível com o uso de proteções contra subtensão, com medição para cada fase independente conectada entre a fase e a terra (obviamente ao secundário do TT).

4.7 Códigos de relés de proteção

A proteção do ponto de conexão das centrais fotovoltaicas é de considerável importância para a operação segura e confiável de toda a rede em geral. Muitas vezes é obrigatório possuir dispositivos automáticos para seccionar os curtos-circuitos. O operador da instalação é frequentemente responsável pela proteção segura de suas instalações contra, por exemplo, curto-circuitos, faltas à terra, sobrecargas, proteção contra surtos elétricos, etc.

Os números de dispositivos da norma ANSI (ANSI /IEEE Standard C37.2 Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations) (Norma ANSI / IEEE C37.2 Padrão para Números de Funções de Dispositivos de Sistemas de Energia Elétrica, Acrônimos e Designações de Contato) identificam os recursos de um dispositivo de proteção, como um relé ou disjuntor. Os números são utilizados para identificar as funções dos dispositivos mostrados em um diagrama esquemático. A norma também fornece descrições das funções.

1 Elemento principal	40 Relé de campo (sobre/subexcitação)	82 Relé de religamento de CC
2 Atraso para ligar ou fechar o relé	41 Disjuntor de campo	83 Relé de controle seletivo automático ou de transferência
3 Relé de verificação ou intertravamento	42 Disjuntor de operação	84 Mecanismo de operação
4 Chave de contato principal	43 Dispositivo de transferência manual ou de seleção	85 Relé de comunicações, portador ou fio-piloto
5 Interrupção	44 Relé de início da sequência de unidades	86 Relé de bloqueio
6 Disjuntor de partida	45 Monitor de condições atmosféricas anormais	87 Relé de proteção de diferencial
7 Relé de taxa de mudança	46 Relé de corrente de balanceamento de fase ou de fase reversa	88 Motor auxiliar ou motor gerador
8 Dispositivo seccionador de potência de controle	47 Relé de tensão de sequência de fase ou de balanceamento de fase	89 Chave de linha
9 Dispositivo de reversão	48 Relé de sequência incompleta	90 Dispositivo de regulação
10 Chave de sequência unitária	49 Relé térmico de máquinas ou transformadores	91 Relé direcional de tensão
11 Dispositivo multifunção	50 Relé de sobrecorrente instantânea	92 Relé direcional de tensão e potência
12 Dispositivo de excesso de velocidade	51 Relé de sobrecorrente de tempo inverso em CA	93 Chave de contato de variação de campo
13 Dispositivo de velocidade síncrona	52 Disjuntor de CA	94 Relé de desligamento ou sem disparo
14 Dispositivo de subvelocidade	53 Relé para excitatriz ou gerador de CC	95 Para aplicações específicas quando outros números não forem adequados
15 Dispositivo de adequação de velocidade – ou frequência	54 Dispositivo de engate da engrenagem de giro	96 Relé de bloqueio do disparo do barramento
16 Dispositivo de comunicações de dados	55 Relé de fator de potência	97 Para aplicações específicas quando outros números não forem adequados
17 Chave de derivação ou descarga	56 Relé de aplicação em campo	98 Para aplicações específicas quando outros números não forem adequados
18 Dispositivo de aceleração ou desaceleração	57 Dispositivo de aterramento ou curto-circuito	99 Para aplicações específicas quando outros números não forem adequados
19 Chave de contato de transição partida-marcha	58 Relé de falha de retificação	150 Indicador de faltas à terra
20 Válvula operada eletricamente	59 Relé de sobretensão	AFD Detector de arc flash (brilho intenso causado pelo arco voltaico)
21 Relé de distância	60 Relé de equilíbrio de tensão ou corrente	CLK Relógio ou fonte de temporização
22 Disjuntor equalizador	61 Chave ou sensor de densidade	DDR Oscilógrafo dinâmico
23 Dispositivo de controle de temperatura	62 Atraso para parar ou abrir relé	DFR Registrador de faltas digital
24 Relé de Volts por Hertz	63 Pressostato	ENV Dados ambientais
25 Dispositivo de verificação de sincronismo ou sincronização	64 Relé detector de aterramento	HIZ Detector de faltas de alta impedância
26 Dispositivo térmico do equipamento	65 Regulador	IHM Interface homem-máquina
27 Relé de subtensão	66 Dispositivo de rebaixamento ou pulsação	HST Lógica do esquema do histórico de LGC
28 Detector de chamas	67 Relé de sobrecorrente direcional em CA	MET Medição de Subestação
29 Chave de contato de isolamento	68 Relé de bloqueio	PDC Concentrador de dados fasoriais
30 Relé anunciador	69 Dispositivo de controle permissivo	PMU Unidade de medição fasorial
31 Excitação separada	70 Reostato	PQM Monitor de qualidade da potência
32 Relé de potência direcional ou relé de potência reversa	71 Sensor de nível de líquido	RIO Dispositivo remoto de entrada / saída
33 Chave de posicionamento	72 Disjuntor de CC	RTU Unidade de terminal remoto / Concentrador de dados
34 Dispositivo de sequência principal	73 Chave de contato do resistor de carga	SER Registrador de sequência de eventos
35 Dispositivo para operação das escovas ou para realizar o curto-circuito dos anéis deslizantes	74 Relé de alarme	TCM Monitor do circuito de disparo
36 Dispositivos de polarização ou de tensão polarizadora	75 Mecanismo de mudança de posição	
37 Relé de subcorrente ou subpotência	76 Relé de sobrecorrente CC	
38 Dispositivo de proteção de rolamento	77 Dispositivo de telemetria	
39 Monitor das condições mecânicas	78 Relé de medição de ângulo de fase ou relé "Out of-Step"	
	79 Relé de religamento de CA	
	80 Fluxostato	
	81 Relé de frequência	

As letras ou números do sufixo podem ser utilizados com os números dos dispositivos para indicar a zona de proteção.

O sufixo “N” é utilizado se o dispositivo estiver conectado ao fio neutro.

O sufixo “G” é utilizado para indicar um “aterramento” ou “gerador”.

Além dos sufixos N e G, às vezes são acrescentados outros sufixos para indicar detalhadamente a aplicação da proteção. Por exemplo:

- G gerador (por exemplo, 87G proteção diferencial para gerador);
- T transformador (por exemplo, 87T proteção diferencial para transformador);
- M motor (por exemplo, 87M proteção diferencial para motor);
- P piloto (por exemplo, 87P proteção diferencial com fio piloto);
- S estator (em inglês, stator) (por exemplo, 51S estator de sobrecorrente);
- LR proteção do motor contra rotor bloqueado em funcionamento (51LR);
- BF falha ao abrir o disjuntor 50 BF (BF = breaker failure [falha de disjuntor]);
- R é utilizado para diversas aplicações:
 - reatância (por exemplo, 87R proteção diferencial);
 - subtensão para indicar tensão residual (27R);
 - rotor de uma máquina síncrona (64R rotor terra);
- V com relação à proteção contra sobrecorrente (51) indica que existe controle de tensão ou restrição de tensão (51V);
- t indica que a proteção está temporizada (por exemplo, proteção de 50t contra curto-circuito de sobrecorrente com atraso adicionado).

As proteções elétricas são de diversos tipos e possuem diversas aplicações:

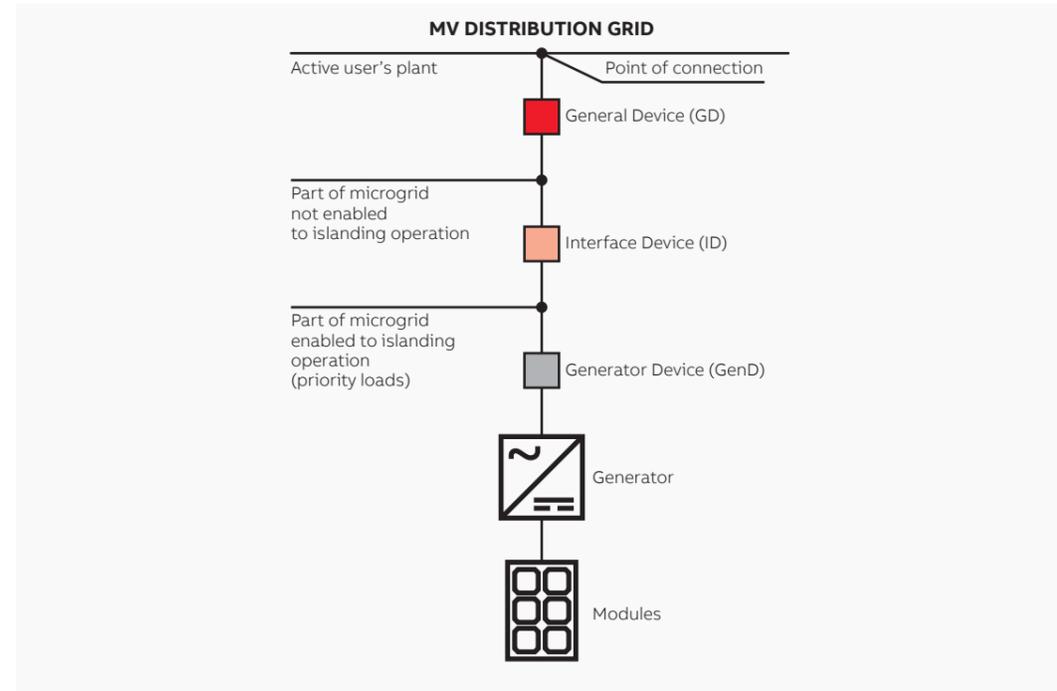
- proteções de zona (por ex., diferencial ou com impedância);
- proteções da máquina (por ex., potência inversa);
- proteções seletivas (por ex., sobrecorrente);
- proteções não seletivas (por ex., subtensão, frequência);
- proteções em suporte (por ex., fusíveis, sobrecorrente, subtensão);
- proteções de interface (por exemplo, proteção contra subtensão; sub/sobrefrequência e taxa de variação de frequência; sobrecorrente para desconexão entre a rede da central e a rede da concessionária);
- proteções para desenvolver automatismos (por ex., verificação de sincronismo).

Uma central de produção fotovoltaica conectada à rede elétrica de média tensão deve possuir: Os dispositivos²⁰ a serem fornecidos quando um sistema de produção fotovoltaica estiver conectado à rede elétrica são:

- Dispositivo Geral (GD), colocado imediatamente a jusante do ponto de conexão e capaz de desconectar toda a central do usuário da rede elétrica de distribuição. O GD pode ser implementado com o uso de um disjuntor tripolar de média tensão, versão extraível, equipado com uma bobina de abertura, ou um disjuntor tripolar de média tensão, equipado com uma bobina de abertura e um seccionador tripolar de média tensão instalado no lado de alimentação do disjuntor em si;
- Dispositivo de Interface (ID), capaz de garantir tanto o seccionamento de parte da central do usuário (geradores e possivelmente cargas prioritárias), permitindo assim que as cargas funcionem em modo ilha, bem como a operação conectada à rede elétrica;
- Dispositivo Gerador (GenD), capaz de excluir da rede apenas as unidades geradoras, separadamente. No caso de unidades geradoras de baixa tensão, o GenD pode ser composto por um disjuntor automático.

²⁰ Um único dispositivo pode desempenhar diversas funções; seja como for, por razões de segurança, devem ser instalados no mínimo 2 dispositivos.

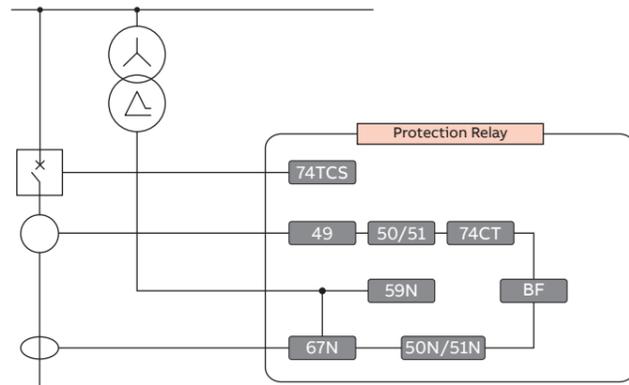
Figura 54 por ex., de proteção implementada na proteção geral



De acordo com os requisitos acima, os seguintes relés devem ser ajustados com as funções de proteção correspondentes.

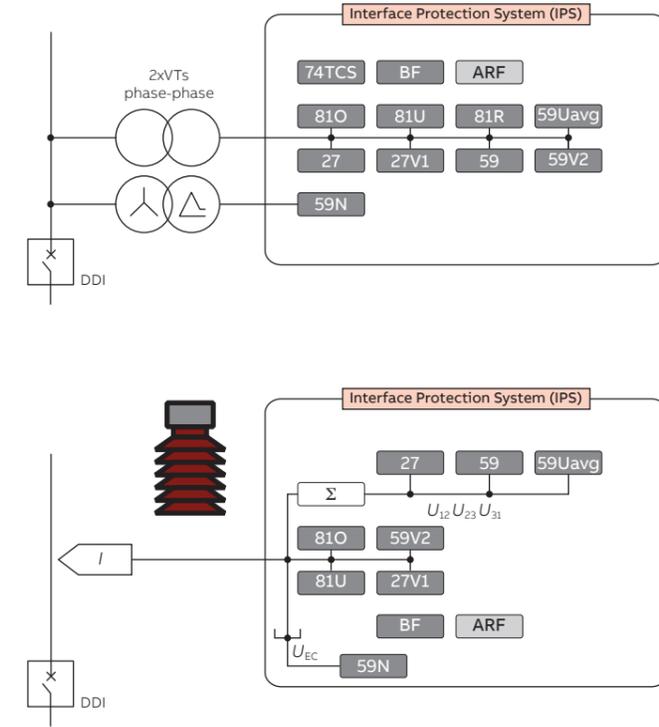
- sistema de proteção geral: é dever do sistema de proteção geral proteger a rede de média tensão e os seus clientes conectados em caso de falhas na central fotovoltaica;

Figura 55 por ex., de proteção implementada na proteção geral



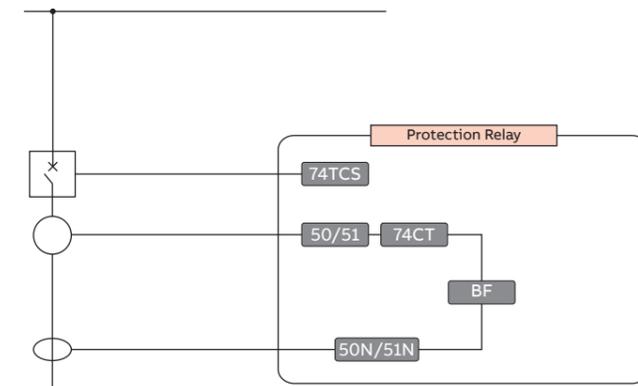
- Sistema de Proteção de Interface (IPS) (por. ex.: proteções contra subtensão; sub/sobrefrequência e taxa de variação de frequência; sobrecorrente para desconexão entre a rede da central e a rede da concessionária): são deveres do Sistema de Proteção de Interface proteger a central fotovoltaica em caso de falhas na rede de média tensão e desconectar a central fotovoltaica da rede elétrica, em caso de solicitação do DSO;

Figura 56 por ex., de proteção implementada no Sistema de Proteção de Interface



Caso o sistema fotovoltaico seja concebido com mais de um transformador de média/baixa tensão, os relés de proteção do transformador/linha devem ser ajustados com as funções de proteção correspondentes.

Figura 57 por ex., de proteção implementada no transformador/ linha



4.8 Filosofia dos ajustes de proteção

Os objetivos do sistema de proteção são:

- limitar os danos às pessoas e à central;
- garantir a máxima continuidade dos serviços para a central não afetada por falhas;
- ativar os automatismos fornecidos.

As características peculiares do sistema de proteção de uma rede elétrica são:

- dependência: pode ser solicitada a funcionar após um curto ou longo período após a instalação. Em todo o caso, deve funcionar quando é solicitado a operar;
- segurança: não deve operar quando não é necessário (não deve operar durante transientes). Deve permitir as várias condições de serviço e ativar os automatismos fornecidos;
- seletividade: deve funcionar apenas e quando necessário, garantindo a máxima continuidade do serviço com um mínimo de desconexão da rede; a seletividade pode ser:
 - Seletividade de tempo: a seletividade do tipo tempo é obtida ao graduar os tempos de disparo das proteções (discriminação de tempo ou seletividade de tempo), de forma que o relé mais próximo à falta dispare em um tempo mais curto em comparação àqueles mais afastados.
 - Seletividade de corrente: a seletividade do tipo corrente é obtida ao graduar o limite de disparo das proteções em valores de corrente superiores àqueles que podem envolver as proteções do lado de carga (discriminação de corrente ou seletividade de corrente).
 - Proteção diferencial e seletividade de proteção de distância: Este tipo de seletividade explora a primeira lei de Kirchoff no nó, ou seja, a soma das correntes em um nó deve ser igual a zero, se a soma das correntes for diferente de zero, significa que há uma falta.
 - Seletividade lógica: A seletividade lógica, também conhecida como seletividade de zonas, é um critério de seletividade introduzido apenas recentemente com a chegada das proteções digitais. Este critério de seletividade pode ser aplicado tanto às proteções contra sobrecorrente que identificam faltas de fase, como às proteções contra sobrecorrente que identificam faltas à terra.
- velocidade: representada pelo tempo de falta mínimo;
- simplicidade: medida pelo número de equipamentos necessários para proteger a rede;
- economia: avaliada como o custo do sistema de proteção em relação ao custo da avaria.

Um sistema de proteção sempre é o conjunto dos:

- transformadores de instrumentos (TTs e/ou TCs)
- relés com configurações adequadas.

A seleção do tipo de proteção deve ser realizada com base:

- no código e normas de redes elétricas;
- no risco aceitável (consequências da falta);
- nas correntes de curto-circuito (máximas e mínimas);
- no status do neutro;
- na existência de autoprodução na central;
- na coordenação com o sistema existente;
- na coordenação com a proteção da rede elétrica definida pelos DSO (operadores do sistema de distribuição);
- nos critérios das configurações e de funcionamento da rede;
- nas práticas.

O objetivo é alcançar o melhor compromisso técnico e econômico que permita uma proteção adequada contra “faltas” com probabilidade “significativa” e verificar se o investimento é proporcional à importância da central.

Seja como for, para a seleção da proteção, o código nacional das redes elétricas deve ser verificado e a recomendação desse código deve ser implementada.

Proteção contra choques elétricos, aterramento e proteção contra contatos indiretos

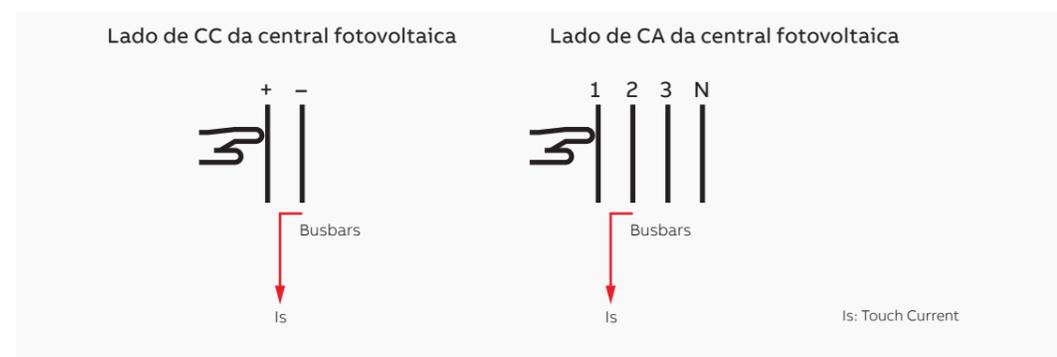
Conteúdo

5.1 Proteção contra choques elétricos - contato direto	74
5.2 Proteção contra contato indireto	75
5.2.1 Aterramento	76
5.2.2 Configurações de aterramento de uma arquitetura de arranjo fotovoltaico	77
5.2.2.1 Circuitos de CC não conectados à terra / não aterrados	77
5.2.2.2 Circuitos de CC de dois cabos conectados à terra / aterrados através de alta impedância	78
5.2.2.3 Circuitos de CC de dois cabos conectados à terra / com aterramento funcional	79
5.2.2.4 Circuitos de CC bipolares conectados à terra / aterrados	79
5.2.3 Proteção contra os efeitos das falhas de isolamento	79
5.2.4 Centrais com isolamento galvânico - centrais com transformador	80
5.2.4.1 Partes condutoras expostas a montante (lado do gerador fotovoltaico) do ponto de isolamento galvânico da instalação	80
5.2.4.2 Partes condutoras expostas a jusante (lado da carga) do ponto de isolamento galvânico da instalação	83
5.2.5 Centrais sem isolamento galvânico - Centrais sem transformador	84
5.2.6 Corrente de fuga capacitiva	85

Proteção contra choques elétricos, aterramento e proteção contra contatos indiretos

5.1 Proteção contra choques elétricos - contato direto

O contato direto é definido como um evento causado por uma pessoa que entra em contato com um condutor energizado da instalação elétrica.



Para a proteção contra choques elétricos, em conformidade com a norma IEC 60364-7-712, no lado de CC da instalação fotovoltaica, é necessário utilizar uma das seguintes medidas de proteção:

- isolamento duplo ou reforçado;
- extrabaixa tensão.

Na instalação fotovoltaica conectada à rede elétrica, considerando a tensão nominal V_{oc} do gerador fotovoltaico, normalmente a medida de proteção utilizada contra choques elétricos é o isolamento duplo ou reforçado²¹: portanto, todos os equipamentos utilizados no lado de CC até os terminais do inversor (por ex., módulos fotovoltaicos, caixas de derivação, cabos, etc.) devem ser de classe II ou possuir isolamento equivalente, de acordo com a IEC 61140 “Protection against electric shock – Common aspects for installation and equipment” (Proteção contra choques elétricos - Aspectos comuns para instalação e equipamentos). A proteção contra contato direto é independente do aterramento do sistema.

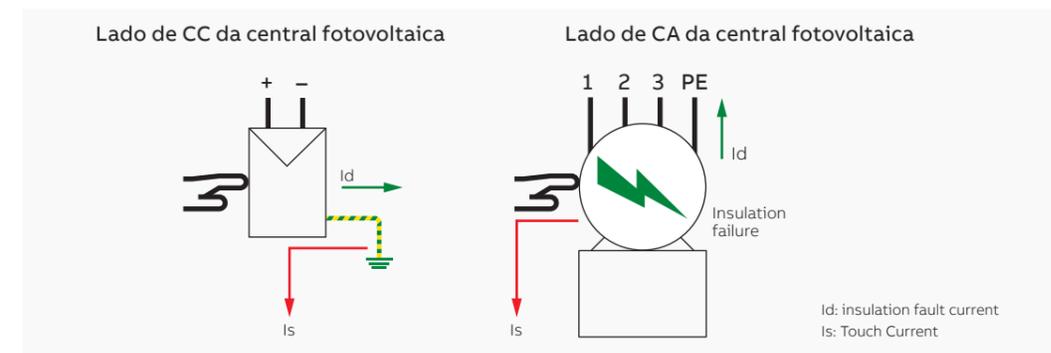
21

De acordo com a IEC 60364-7-712 sobre módulos fotovoltaicos, o sistema de cabeamento utilizado no lado de CC deve ser de classe II ou isolamento equivalente; a IEC 60364-7-712 não exclui a utilização de módulos fotovoltaicos de classe de segurança I.

Figura 59
Representação de
contato indireto

5.2 Proteção contra contato indireto

O contato indireto é definido como um evento causado por uma pessoa que entra em contato com uma parte condutora exposta. É o resultado de uma falha de isolamento que cria um fluxo de corrente de falta.



O mundo das instalações elétricas nem sempre é simples: pode ser dividido em 2 áreas no que diz respeito às normas elétricas: Países IEC e países NEC.

A IEC 60364 é uma coleção de documentos que definem princípios fundamentais, práticas e requisitos de desempenho que refletem o conceito europeu de cabeamento e sistemas de distribuição.

O NEC (National Electrical Code, ou Código Elétrico Nacional) é um conjunto de regras específicas destinadas a serem utilizadas para o design, instalação e aplicação uniforme de instalações de sistemas elétricos, com base nos princípios e práticas norte-americanos.

A fim de garantir a segurança de pessoas, animais e bens contra os perigos e danos que possam surgir durante a utilização normal das instalações elétricas, a Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) criou a norma IEC 60364. A norma identifica três características diferentes do sistema de distribuição:

- tipos de aterramento de sistemas;
- tipos de aterramento de sistemas das partes condutoras expostas dos equipamentos elétricos;
- características dos dispositivos de proteção (dispositivos de disparo e alarme).

Como resultado, as seguintes características para o tipo de sistema de distribuição são identificadas:

- tipo e número de condutores energizados do sistema²²;
- tipo do aterramento de sistemas.

A coordenação entre os tipos de aterramento de sistemas e os tipos de dispositivos de proteção é sempre exigida pela medida de proteção.

A IEC 60364 especifica um “código de duas letras” para identificar o tipo de aterramento. O “código de duas letras” é baseado no Source Side – Device Side Earthing (lado da fonte – aterramento do lado do dispositivo). A primeira letra indica como o aterramento é realizado no lado da fonte (gerador/transformador); a segunda letra indica como ele é realizado no lado do dispositivo.

As letras utilizadas são as seguintes:

- “T”: significa conexão direta de um ponto à terra;
- “I”: significa que nenhum ponto está conectado à terra ou ele está conectado através de alta impedância;
- “N”: significa que existe uma conexão direta ao neutro na fonte de instalação que, por sua vez, está conectada à terra.

Uma letra subsequente aos “códigos de duas letras” identifica a disposição dos condutores neutros e de proteção.

As letras utilizadas são as seguintes:

- “S”: função de proteção fornecida por um condutor separado do neutro ou do condutor da linha aterrada (ou, em sistemas de CA, condutor de fase aterrada);
- “C”: funções de neutro e de proteção combinadas em um único condutor (condutor PEN).

A IEC 60364-5-54 define três esquemas principais de sistemas de aterramento padronizados:

- sistema TT (neutro aterrado - a fonte e a carga são conectadas separadamente à terra): na instalação, todas as partes condutoras expostas e exteriores são conectadas a um eletrodo de aterramento separado;

22

A IEC 60364 indica a seguinte disposição de condutores:

monofásico, 2 fios;
monofásico, 3 fios;
bifásico, 3 fios; trifásico, 3 fios; trifásico, 4 fios.

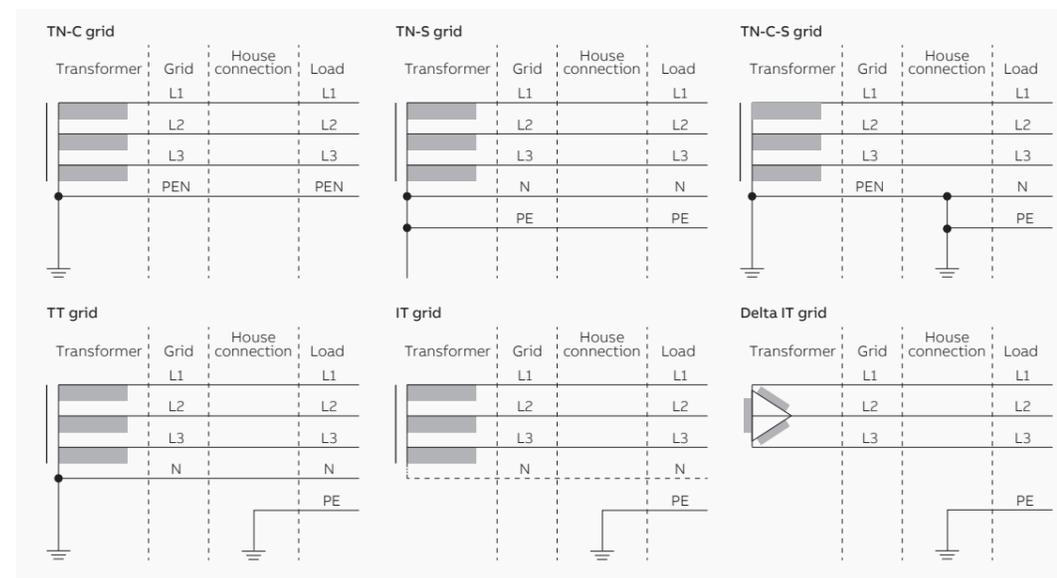
O NEC indica a seguinte disposição de condutores e sistema de instalação: monofásico, 2 fios; monofásico, 3 fios (split-phase [fase dividida]), trifásico, 4 fios com sistema Delta; trifásico, 4 fios com sistema Wye; trifásico, 4 fios com sistema Delta Hi-Leg.

- sistemas TN (o neutro é aterrado apenas no lado do transformador); partes condutoras expostas conectadas ao neutro): na instalação, todas as partes condutoras expostas e exteriores são conectadas ao condutor neutro. As poucas versões dos sistemas TN são indicadas abaixo:
 - sistema TN-C: o condutor neutro também é utilizado como condutor de proteção e é indicado como condutor PEN (terra e neutro de proteção); este tipo de sistema não é permitido no caso de condutores com menos de 10 mm² ou equipamentos portáteis²³.
 - sistema TN-S: o condutor de proteção e o condutor neutro são separados. O sistema TN-S é obrigatório em caso de circuitos com áreas transversais com menos de 10 mm² ou equipamentos portáteis²⁴.
 - sistema TN-C-S: os sistemas TN-C e TN-S podem ser utilizados na mesma instalação. No sistema TN-C-S, o sistema TN-C (4 fios) nunca deve ser utilizado a jusante do sistema TN-S (5 fios).
- sistema IT (neutro isolado ou aterrado com impedância)
 - sistema IT (neutro isolado)
 - sistema IT (neutro aterrado com impedância)

23 No sistema TN-C, a interrupção/ruptura do condutor neutro é proibida.

24 No sistema TN-S, o condutor neutro pode ser interrompido; o condutor de proteção não pode.

Figura 60 Configuração de rede elétrica

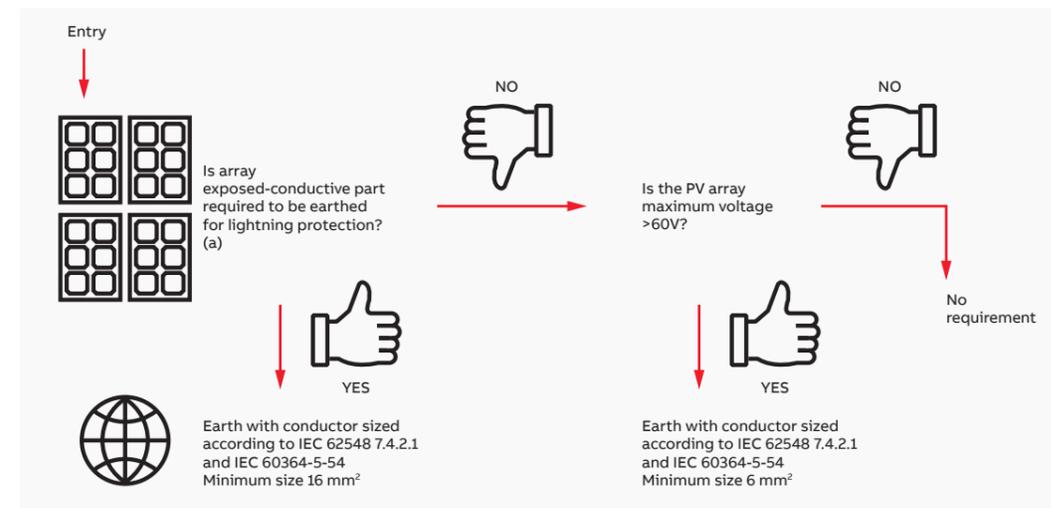


5.2.1 Aterramento

O conceito de aterramento aplicado a um sistema fotovoltaico (FV) pode envolver tanto as partes condutoras expostas (por ex., estrutura metálica dos módulos fotovoltaicos) como as partes energizadas do sistema fotovoltaico (por ex., as células). Em conformidade com a IEC 62548, podem ocorrer as seguintes opções de aterramento ou de ligação de partes de arranjos fotovoltaicos:

- aterramento para proteção contra raios: este tipo de aterramento será analisado no parágrafo 7;
- ligação equipotencial para evitar potenciais desiguais em uma instalação;
- aterramento funcional de partes condutoras que não transmitem corrente: neste caso, o aterramento ou a ligação de partes condutoras expostas do arranjo fotovoltaico (por exemplo, estrutura metálica dos painéis) devem ser efetuados de acordo com os requisitos do fluxograma (Figura 61); para realizar o aterramento em campo, consulte a IEC 62305-3.
- Aterramento funcional de um pólo de um arranjo fotovoltaico: as arquiteturas dos arranjos fotovoltaicos com aterramento funcional são descritas no parágrafo 5.2.2.

Figura 61 Fluxograma de decisões quanto ao aterramento funcional de partes condutoras que transmitem corrente.



Um sistema fotovoltaico só pode ser aterrado se estiver separado galvanicamente (por ex., por meio de um transformador) da rede elétrica através de um transformador. Um sistema fotovoltaico isolado pode parecer aparentemente mais seguro para as pessoas que tocam numa parte energizada; de fato, a resistência do isolamento à terra das partes energizadas não é infinita e, portanto, uma pessoa pode ser atravessada por uma corrente que regressa através dessa resistência. Tal corrente aumenta à medida que a tensão à terra da central e o seu tamanho também aumentam, pois a resistência do isolamento à terra diminui. Além disso, a deterioração fisiológica dos isoladores, devido à passagem do tempo e à presença de umidade, reduz a resistência do isolamento em si. Conseqüentemente, em centrais muito grandes, a corrente que flui por uma pessoa que toca na parte energizada pode causar eletrocussão e, portanto, a vantagem dos sistemas isolados em relação aos aterrados só existe no caso de centrais pequenas.

5.2.2 Configurações de aterramento de uma arquitetura de arranjo fotovoltaico

Os requisitos dos fabricantes de módulos fotovoltaicos e inversores devem ser levados em conta na determinação da arquitetura do sistema de aterramento do lado de CC. Como mencionado acima, um sistema fotovoltaico só pode ser aterrado se estiver galvanicamente separado da rede elétrica.

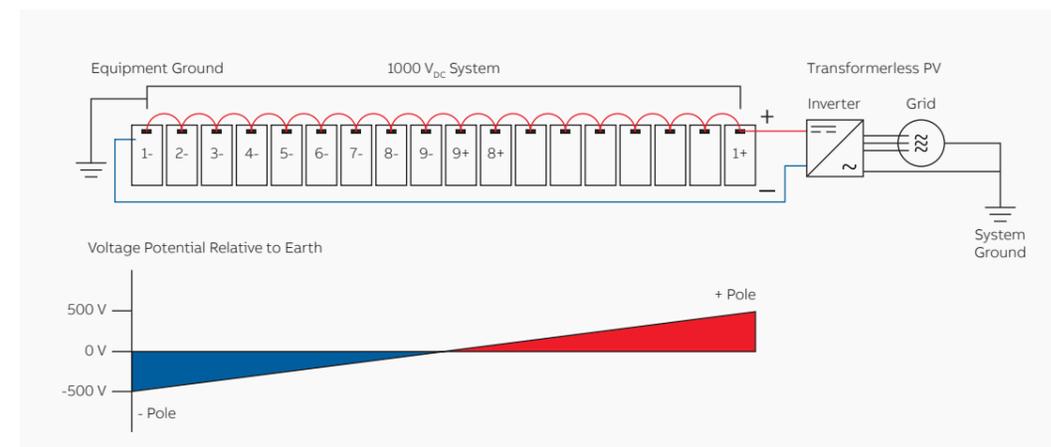
5.2.2.1 Circuitos de CC não conectados à terra / não aterrados

Se o inversor e o transformador não fornecerem uma isolamento ou uma separação simples do sistema de CA aterrado, são necessários circuitos de CC não aterrados²⁵. Os sistemas fotovoltaicos com arranjos de CC não aterrados oferecem uma proteção robusta contra as falhas de aterramento quando são fornecidos com uma detecção de resistência de isolamento e/ou com um sistema de monitoramento de corrente residual. Em caso de falha em quaisquer cabos de arranjos de CC, o aterramento do arranjo é gerado no ponto de falha e os arranjos de CC mudam do estado flutuante para estado referenciado à terra. Normalmente, o gerador fotovoltaico está na classe de segurança II²⁶ e, portanto, a primeira falha não cria um circuito fechado para a corrente de falta.

25 De acordo com a IEC 60364-7-712, o aterramento funcional de uma parte energizada no lado de CC não é permitido no caso de inversor e transformador que não forneçam um isolamento ou uma simples separação do sistema de CA aterrado.

26 De acordo com a IEC 60364-7-712 sobre módulos fotovoltaicos, o sistema de cabeamento utilizado no lado de CC deve ser de classe II ou isolamento equivalente; a IEC 60364-7-712 não exclui a utilização de módulos fotovoltaicos de classe de segurança I. Os módulos fotovoltaicos de classe de segurança I não são comuns.

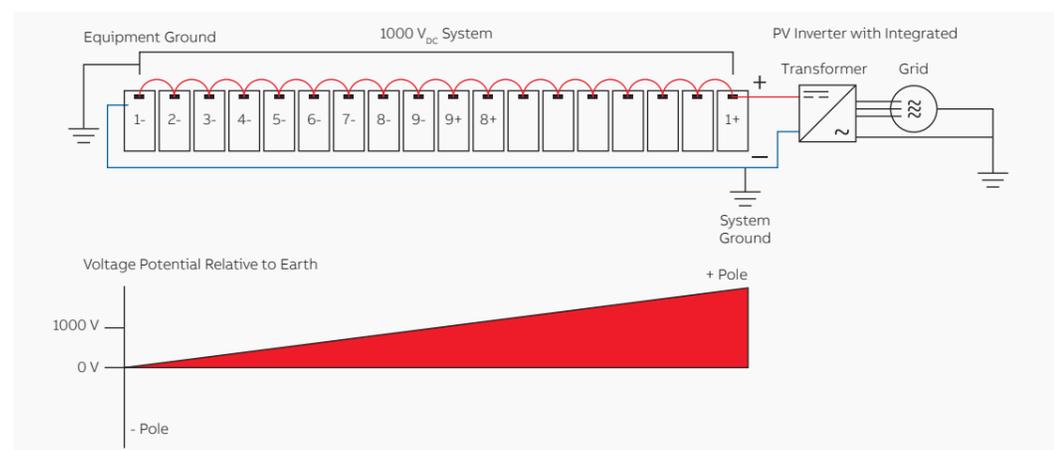
Figura 62 Circuitos de CC não conectados à terra / não aterrados



5.2.2.2 Circuitos de CC de dois cabos conectados à terra / aterrados através de alta impedância

Este tipo de arquitetura de sistema de aterramento é utilizado no sistema fotovoltaico, onde é necessária uma tensão de referência à terra para evitar o mecanismo de degradação dos módulos fotovoltaicos (por ex., o aterramento do pólo negativo dos arranjos fotovoltaicos é necessário para evitar a degradação induzida pelo potencial (PID) nos módulos cristalinos do tipo p). O aterramento do pólo do arranjo é obtido com o uso de uma impedância. O valor da impedância é ajustado para limitar a corrente de falta (por exemplo, 300 mA); em caso de falha grave, a impedância queima, o pólo aterrado perde o aterramento e o aterramento do arranjo muda no ponto da falha: o sistema de proteção emite um sinal de alarme após a queima do resistor. Este tipo de comportamento operacional reduz as correntes causadoras de arco elétrico e incêndio, que podem ocorrer em sistemas aterrados. Este tipo de configuração só é permitida com inversor que possua transformador integrado: a IEC 60364-7-712 exige a separação ou isolamento simples no inversor ou no lado de CA. Seja como for, a compatibilidade desta configuração com o inversor deve ser verificada com o seu fabricante.

Figura 63
Circuitos de CC de dois fios conectados à terra / aterrados (pólo negativo)

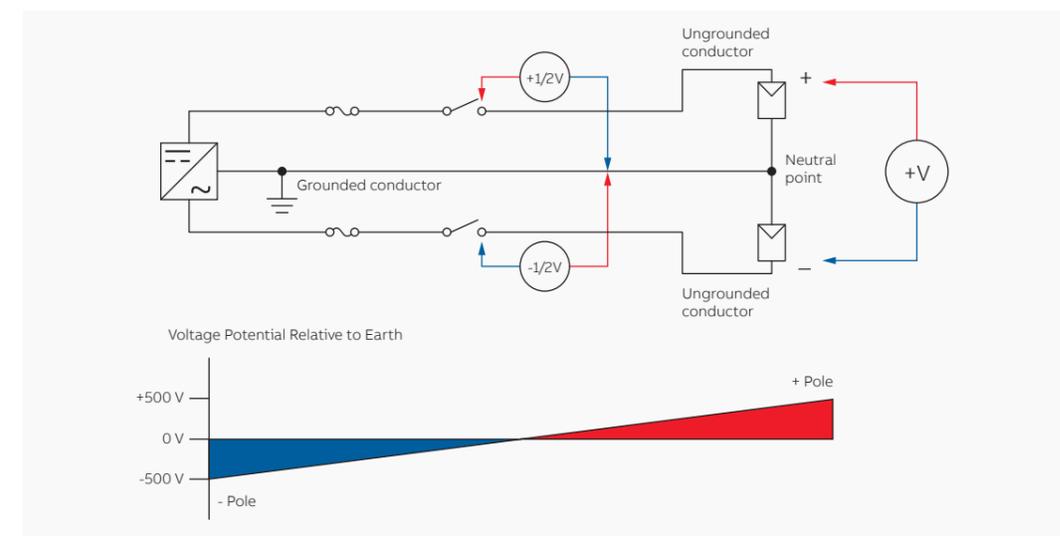


5.2.2.3 Circuitos de CC de dois cabos conectados à terra / com aterramento funcional

O aterramento de um dos condutores do arranjo fotovoltaico por motivos funcionais é permitido através de conexões internas inerentes ao inversor ou outro dispositivo de proteção contra falhas de aterramento, desde que concebido e qualificado para esta configuração. O arranjo CC com aterramento funcional é utilizado no sistema fotovoltaico quando é necessária uma tensão de referência à terra para evitar o mecanismo de degradação dos módulos fotovoltaicos (por ex., o aterramento do pólo negativo dos arranjos fotovoltaicos é necessário para evitar a degradação induzida pelo potencial (PID) nos módulos cristalinos do tipo p).

Este tipo de configuração só é permitida com inversor que possua transformador integrado: a IEC 60364-7-712 exige a separação ou isolamento simples no inversor ou no lado de CA. Seja como for, a compatibilidade desta configuração com o inversor deve ser verificada com o seu fabricante.

Figura 64
Circuitos de CC bipolares conectados à terra / aterrados



5.2.3 Proteção contra os efeitos das falhas de isolamento

A norma IEC 61215-2 exige que, para um módulo fotovoltaico, a resistência mínima de isolamento seja de $40 \text{ M}\Omega \cdot \text{m}^2$: a área de um módulo fotovoltaico de 60 células monocristalinas de 6" é de cerca de $1,62 \text{ m}^2$ e a resistência mínima de isolamento deste módulo é de cerca de $25 \text{ M}\Omega$.

Numa central fotovoltaica, as resistências de isolamento de n módulos fotovoltaicos conectados ao mesmo inversor formam uma conexão em paralelo com a terra e podem, portanto, ser adicionadas mutuamente:

Equação 46

$$R_{iso \text{ PVplant}} = \frac{1}{\frac{1}{R_{iso \text{ module } 1}} + \frac{1}{R_{iso \text{ module } 2}} + \dots + \frac{1}{R_{iso \text{ module } n}}}$$

Se todos os n módulos fotovoltaicos que compõem o campo fotovoltaico forem do mesmo tipo, a resistência total da central fotovoltaica em relação à terra poderá ser calculada da seguinte forma:

Equação 47

$$R_{iso \text{ PVplant}} = \frac{R_{iso \text{ module}}}{n}$$

Onde:

n é o número de módulos que compõe o campo fotovoltaico.

De acordo com estes campos fotovoltaicos com um grande número de módulos fotovoltaicos conectados, os valores de resistência de isolamento medidos são inferiores aos dos campos fotovoltaicos menores (por ex., sistemas residenciais). Correntes de fuga mais elevadas, relacionadas com baixos valores de resistência de isolamento, aumentam o risco de choques para as pessoas. Durante o design do campo fotovoltaico, o engenheiro de design deve considerar os valores de resistência de isolamento para definir o tamanho máximo dos arranjos conectados a um único barramento CC do inversor.

A IEC 62548 requer medidas de proteção contra falhas de isolamento de CC aplicáveis às centrais fotovoltaicas. Dependendo das configurações de aterramento de uma arquitetura de arranjo fotovoltaico, as medidas de proteção (detecção/medição, ação e indicação perante a falha) devem ser corretamente selecionadas de acordo com a IEC 62548.

5.2.4 Centrais com isolamento galvânico - centrais com transformador

As centrais fotovoltaicas com isolamento galvânico do lado de CC da rede elétrica podem possuir aterramento funcional; o gerador fotovoltaico (lado de CC) pode ser isolado ou aterrado, conforme descrito no parágrafo 5.2.2, como proteção contra contatos indiretos.

É importante diferenciar entre:

- partes condutoras expostas a montante do ponto de isolamento galvânico da instalação;
- partes condutoras expostas a jusante do ponto de isolamento galvânico da instalação.

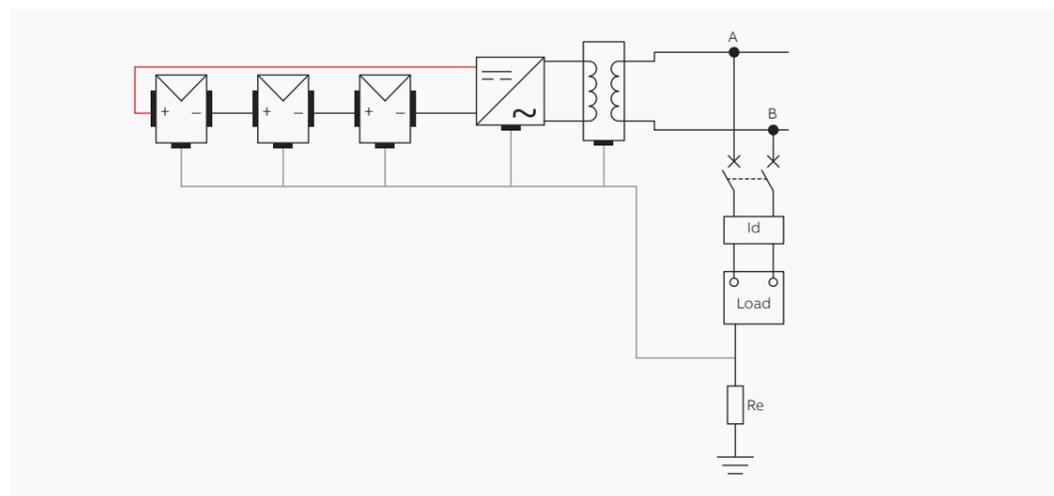
Neste caso, a montante e a jusante referem-se à direção da energia elétrica produzida pela central fotovoltaica.

5.2.4.1 Partes condutoras expostas a montante (lado do gerador fotovoltaico) do ponto de isolamento galvânico da instalação

Centrais com um gerador fotovoltaico isolado

Em caso de centrais com um gerador fotovoltaico isolado, as partes energizadas da instalação fotovoltaica são isoladas e as partes condutoras expostas (por ex., estrutura metálica dos módulos fotovoltaicos) são aterradas. O esquema do sistema de aterramento no lado de CC é IT.

Figura 65 centrais com um gerador fotovoltaico isolado, as partes energizadas da instalação fotovoltaica são isoladas e as partes condutoras expostas (por ex., estrutura metálica dos módulos fotovoltaicos) são aterradas



Por questões de segurança, o sistema de aterramento da central fotovoltaica é o mesmo da consumidora. No entanto, para que o controlador de isolamento (resistência de isolamento à terra de um arranjo fotovoltaico) do inversor funcione corretamente e monitore o gerador fotovoltaico, é necessário que as armações e/ou estruturas de suporte dos módulos (mesmo que de classe II) sejam aterradas.

Em conformidade com a IEC 60364-6, a resistência de aterramento (R_e) das partes condutoras expostas deve atender às seguintes condições:

Equação 48

$$R_e \leq \frac{120}{I_d}$$

Onde:

- I_d é a corrente da primeira falta à terra, que não é conhecida com antecedência, mas que é geralmente muito baixa em centrais de pequenas dimensões;
- R_e é a resistência de aterramento da instalação consumidora, que é definida por uma falha na rede.

Em caso de falhas duplas, em conformidade com a IEC 60364-6, a tensão das partes condutoras expostas interconectadas será inferior a:

Equação 49

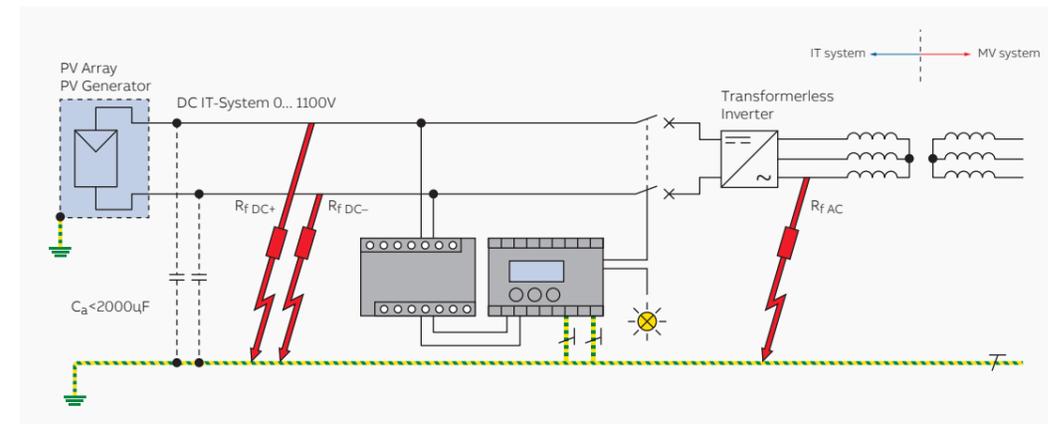
$$I_{sc} \cdot R_{eqp} \leq 120V$$

Onde:

- I_{sc} é a corrente dos módulos envolvidos em curto-circuito;
 - R_{eqp} é a resistência do condutor que interconecta as partes condutoras expostas afetadas pela falha.
- Por exemplo, se $R_{eqp} = 1\Omega$ (valor aproximado por excesso), então I_{sc} não excede 120 A, que é normal em centrais de pequenas dimensões; portanto, a tensão de toque efetiva em caso de uma segunda falta à terra não é perigosa.

Em contrapartida, em centrais de grandes dimensões, é necessário reduzir a limites aceitáveis a possibilidade de ocorrer uma segunda falta à terra, ao eliminar a primeira falta à terra detectada por um controlador de vigilância da resistência de isolamento (na parte interna do inversor, em conformidade com a IEC 62109-2, ou na externa).

Figura 66 controlador de supervisão de isolamento



Em conformidade com a IEC 62548, deve ser fornecido um meio para medir a resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico à terra:

- imediatamente antes do início das operações;
- e ao menos uma vez a cada 24 h.

A medição da resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico à terra pode ser feito através de:

- um dispositivo de medição de isolamento em conformidade com a IEC 61557-2;
- ou um dispositivo de supervisão de isolamento (DSI) em conformidade com a IEC 61557-8.

Os valores-limite mínimos de detecção dependem da dimensão do campo fotovoltaico (consulte a Tabela 1 - IEC 62548)

Tabela 1

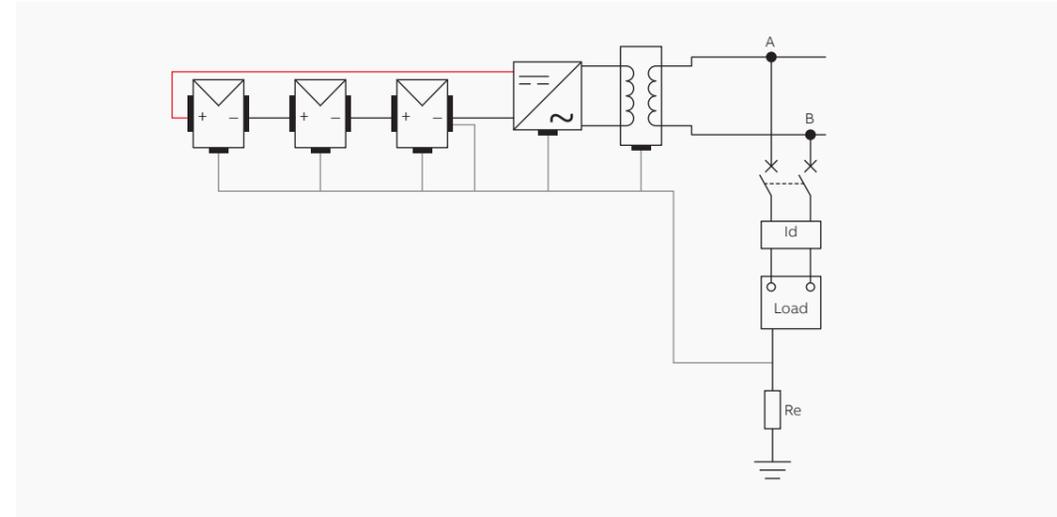
Dimensão do campo fotovoltaico [kW]	Limite de R_{iso} [kΩ]
Dimensão do campo fotovoltaico <20 kW	30
20 kW < Dimensão do campo fotovoltaico <30 kW	20
30 kW < Dimensão do campo fotovoltaico <50 kW	15
50 kW < Dimensão do campo fotovoltaico <100 kW	10
100 kW < Dimensão do campo fotovoltaico <200 kW	7
200 kW < Dimensão do campo fotovoltaico <400 kW	4
400 kW < Dimensão do campo fotovoltaico <500 kW	2
Dimensão do campo fotovoltaico >500 kW	1

Em todos os casos de falha de isolamento, as medições da R_{iso} podem continuar, a indicação de falha pode parar e o sistema só pode retomar o funcionamento normal se a R_{iso} for recuperada a um valor superior ao limite indicado na Tabela 1.

Central com um gerador fotovoltaico com aterramento funcional

Em caso de centrais com um gerador fotovoltaico com aterramento funcional, as partes energizadas do sistema fotovoltaico e as partes condutoras expostas (por. ex., estrutura metálica dos módulos fotovoltaicos) são aterradas.

O esquema do sistema de aterramento no lado de CC é TN²⁷.



Na presença de uma falta à terra, ocorre um curto-circuito como nos sistemas TN normais, mas tal corrente não pode ser detectada pelos dispositivos de corrente máxima, uma vez que a característica das centrais fotovoltaicas é a geração de correntes de falha com valores não muito superiores à corrente nominal. Devido a esta diferença entre as correntes de falha das centrais fotovoltaicas e a corrente nominal, as grandes centrais fotovoltaicas que funcionam com uma tensão de cerca de 1000V se tornarão centrais de alto risco.

De acordo com a IEC 62548, deve ser previsto um meio para monitorar a corrente de falta à terra FV através de:

- um sistema de monitoramento de corrente residual;
- meios de interrupção das falhas de aterramento.

O monitoramento da corrente residual deve ser feito sempre que o arranjo fotovoltaico estiver conectado a uma referência à terra com os meios de desconexão automática fechados. Ele deve medir a corrente residual RMS total (componentes de CA e CC). O monitoramento da corrente residual, em caso de falha, deve desencadear uma ação perante a falha dentro de 0,3 s e indicar que a corrente residual contínua excede o valor limite.

O valor limite, em conformidade com a IEC 62548, é:

- 300 mA para inversores com potência nominal de saída ≤ 30 kVA;
- 10 mA por kVA de potência de saída nominal (em qualquer situação, pelo menos 5 A) para inversores com potência de saída nominal > 30 kVA.

A ação perante a falha pode ser a desconexão:

- do circuito de saída de qualquer circuito de saída aterrado; ou
- do arranjo fotovoltaico; ou
- de todos os pólos da parte com falha do arranjo fotovoltaico do inversor.

Esta funcionalidade de corrente residual pode ser fornecida pelo inversor (em conformidade com a IEC 62109-2).

A média de interrupção da falta à terra pode ser obtida através de um dispositivo que interrompa automaticamente a corrente no condutor de aterramento funcional em caso de falta à terra no lado de CC. O dispositivo deve ter uma tensão nominal máxima de acordo com o arranjo fotovoltaico e deve ter uma capacidade nominal de interrupção igual à corrente máxima de curto-circuito do arranjo. O dispositivo que permite interromper a falta à terra deve ter uma corrente nominal não superior aos valores indicados na Tabela 2 (IEC 62548)

Dimensão do campo fotovoltaico [kW]	Limite de R_{iso} [k Ω]
Dimensão do campo fotovoltaico < 25 kW	1
25 kW $<$ Dimensão do campo fotovoltaico < 50 kW	2
50 kW $<$ Dimensão do campo fotovoltaico < 100 kW	3
100 kW $<$ Dimensão do campo fotovoltaico < 250 kW	4
Dimensão do campo fotovoltaico > 250 kW	5

5.2.4.2 Partes condutoras expostas a jusante (lado da carga) do ponto de isolamento galvânico da instalação

A instalação de uma central fotovoltaica no lado de CA é geralmente protegida através da desconexão automática da alimentação que pode ser estabelecida através de uma ligação elétrica de proteção em conjunto com um disjuntor em miniatura ou um dispositivo de corrente residual, em conformidade com a IEC 60364-4-41.

Rede-consumidor com sistema de aterramento TT e partes condutoras expostas pertencentes às instalações do consumidor

Em uma rede-consumidor com sistema de aterramento TT, um disjuntor de corrente residual é necessário como proteção contra faltas primárias. O disjuntor de corrente residual posicionado no início das instalações do consumidor protege as partes condutoras expostas pertencentes às instalações contra as faltas apresentadas tanto pela rede como pelo gerador fotovoltaico.

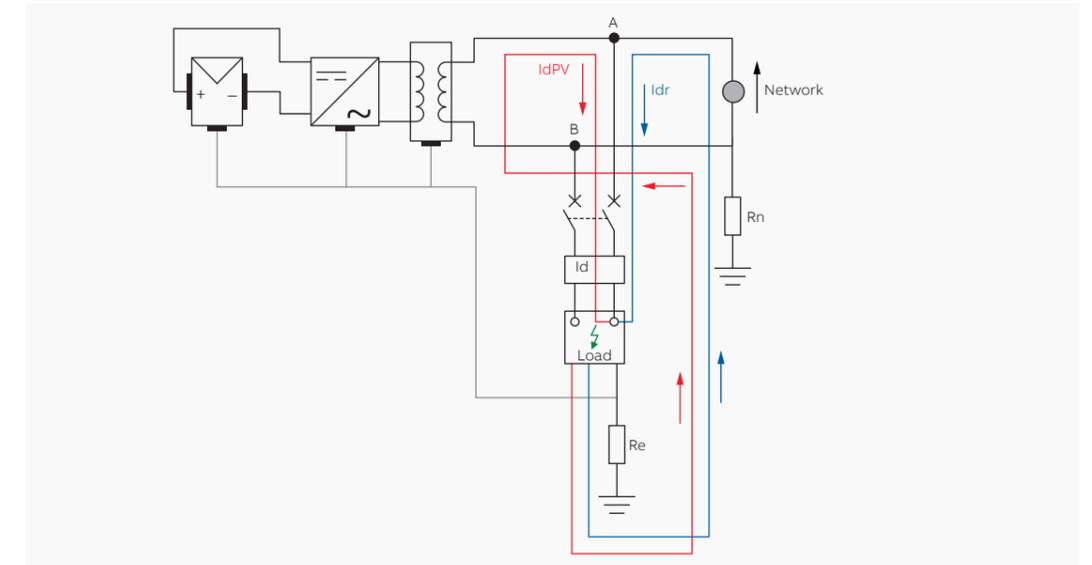


Figura 68 sistema rede-consumidor do tipo TT protegido por um disjuntor de corrente residual, colocado no início das instalações do consumidor; as partes condutoras expostas pertencem às instalações do consumidor.

Rede-consumidor com sistema de aterramento TT e partes condutoras expostas entre o ponto paralelo A-B e a rede

Em uma rede-consumidor com sistema de aterramento TT, um disjuntor de corrente residual é necessário como proteção contra faltas primárias. O disjuntor de corrente residual posicionado no início das instalações do consumidor falha em caso de partes condutoras expostas entre o ponto paralelo A-B e a rede.

Um dispositivo de proteção contra corrente residual deve ser especificamente instalado para proteger as partes condutoras expostas entre o secundário do transformador e os disjuntores.

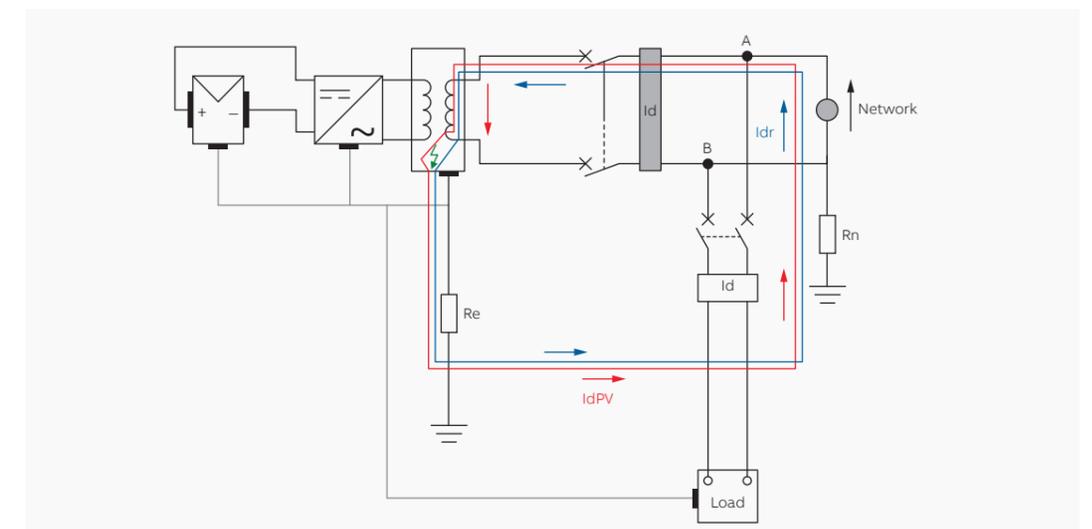


Figura 69 sistema rede-consumidor do tipo TT, protegido por um disjuntor de corrente residual, colocado no início das instalações do consumidor e por um disjuntor de corrente residual, colocado entre o secundário do transformador e os disjuntores; partes condutoras expostas entre o ponto paralelo A-B e a rede.

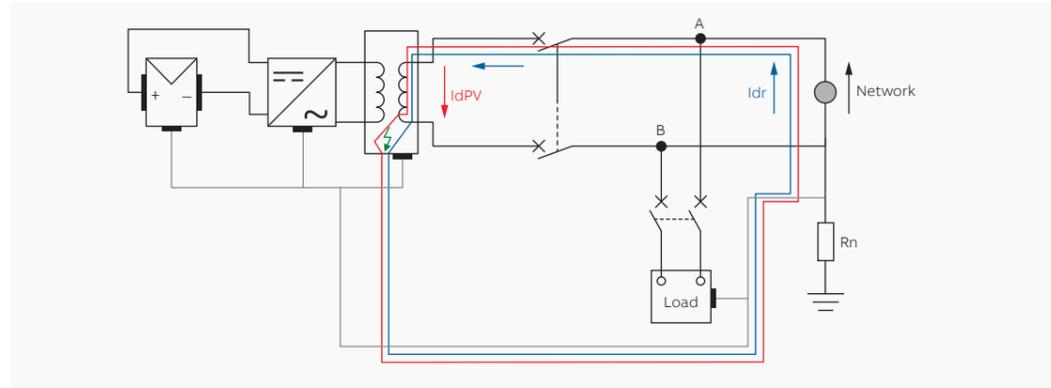
Rede-consumidor com sistema de aterramento TN e partes condutoras expostas entre o ponto paralelo A-B e a rede

Em uma rede-consumidor com sistema de aterramento TN, as correntes residuais são muito mais altas do que a corrente residual nominal do dispositivo de corrente residual. A corrente de falta no lado de CA provoca o disparo dos dispositivos de sobrecorrente (disjuntor em miniatura) pelos tempos estipulados na norma. Em caso de partes condutoras expostas entre o ponto paralelo A-B e a rede, não são necessários disjuntores de corrente residual; os dispositivos de sobrecorrente (disjuntores em miniatura) podem garantir proteção através da desconexão automática se a corrente residual nominal for coordenada com a resistência à terra R_e , em conformidade com a relação normal dos sistemas TT:

$$R_e \leq \frac{50}{I_d}$$

Equação 50

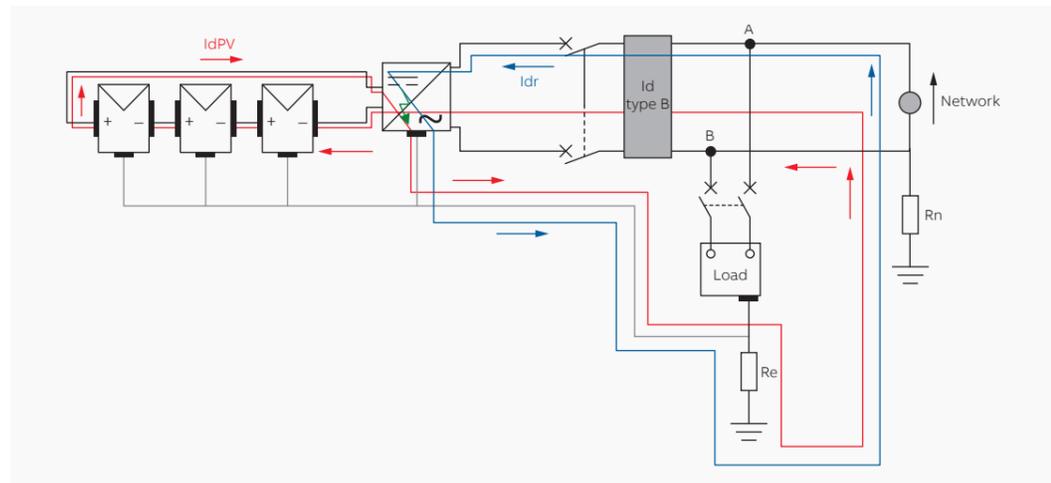
Figura 70
sistema rede-
consumidor do tipo
TN; partes condutoras
expostas entre o ponto
paralelo A-B e a rede.



5.2.5 Centrais sem isolamento galvânico - Centrais sem transformador

Na ausência do transformador de separação entre a instalação fotovoltaica e a rede, a própria instalação deve ser isolada da terra nas suas partes energizadas e se tornar uma extensão da rede de alimentação, geralmente com um ponto conectado à terra (sistema TT ou TN). No que diz respeito às partes condutoras expostas das instalações do consumidor e a montante do ponto paralelo A-B, do ponto de vista conceitual, aplica-se o que foi descrito no parágrafo 5.2.4.2. No lado de CC, uma falta à terra nas partes condutoras expostas determina o disparo do disjuntor de corrente residual posicionado a jusante do inversor. Após o disparo do dispositivo de corrente residual, o inversor entra em modo de espera devido à falta de tensão de rede, mas a falta é fornecida pelo gerador fotovoltaico.

Figura 71
centrais com um
gerador fotovoltaico
isolado e um inversor
sem transformador



Uma vez que o sistema fotovoltaico é do tipo IT no lado de CC, as considerações feitas no parágrafo 5.2.4.1, para centrais com um gerador fotovoltaico isolado ainda são válidas. Para faltas à terra no lado de CC e nas partes condutoras expostas a montante do ponto paralelo A-B, uma corrente residual que não é alternada passa pelo disjuntor de corrente residual no lado de carga do inversor. Se for utilizado um dispositivo de corrente residual (RCD) para proteger o circuito de alimentação de CA de energia fotovoltaica, de acordo com os requisitos da IEC 60364-7-712, o RCD deve ser do tipo B, em

conformidade com a IEC 62423 ou IEC 60947-2.

5.2.6 Corrente de fuga capacitiva

A estrutura mecânica dos módulos e sua instalação geram uma capacitância "parasitária". A capacitância parasitária é proporcional às superfícies condutoras presentes no arranjo fotovoltaico. A capacitância parasitária aumenta ainda mais se as superfícies estiverem úmidas (por ex., pela chuva, condensação).

A capacitância parasitária não afeta o isolamento dos módulos fotovoltaicos e, portanto, a segurança pessoal continua a ser garantida, mas o comportamento de funcionamento do inversor fotovoltaico pode ser condicionado.

Os módulos fotovoltaicos instalados em um telhado causam 3 tipos diferentes de capacitância parasitária:

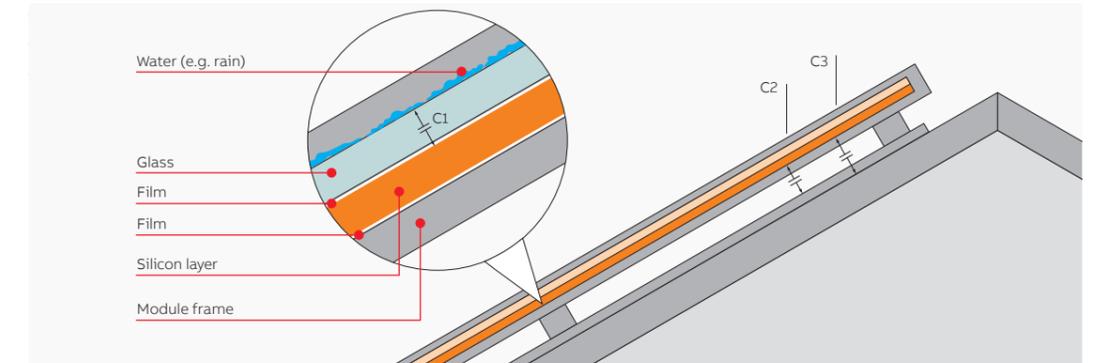


Figura 72
capacitâncias
parasitárias

A capacitância parasitária total é:

$$C_{TOT} = C1 + C2 + C3$$

Equação 51

Normalmente, a capacitância global C_{TOT} é dominada pela C1 em condições chuvosas e úmidas e, em seguida, a C2 e C3 podem ser ignoradas.

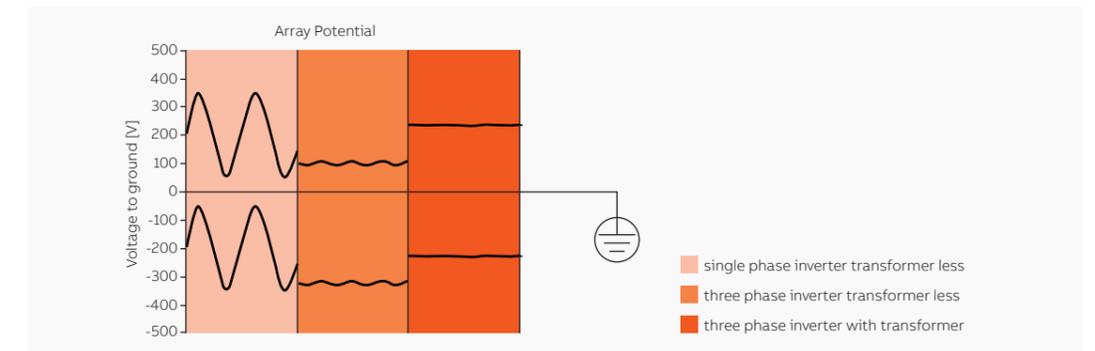
Equação 52

$$C3 \ll C2 \ll C1$$

Durante a operação, o inversor conecta os módulos fotovoltaicos à CA. Dependendo do tipo de inversor, uma parte da amplitude da tensão alternada chega ao módulo fotovoltaico e, em seguida, o arranjo fotovoltaico inteiro oscila com uma tensão alternada em relação ao seu ambiente.

Com o uso de inversores monofásicos sem transformador, geralmente metade da amplitude da rede elétrica passa para o módulo fotovoltaico. Com o uso de inversores trifásicos sem transformador, a amplitude das oscilações é inferior à dos inversores monofásicos sem transformador. Com o uso de inversores com transformadores, uma pequena "ondulação" de apenas alguns volts pode ser detectada.

Figura 73
potencial do arranjo



Esta tensão flutuante muda constantemente o estado da carga do capacitor parasitário e é gerada uma corrente de fuga capacitiva, proporcional à capacitância e à amplitude da tensão aplicada. Se uma falha (por ex., isolamento defeituoso) fizer com que uma linha energizada entre em contato com uma pessoa que está no chão, uma corrente adicional flui para a terra. As correntes totais (corrente de fuga e corrente residual) equivalem à corrente diferencial. Para haver a segurança pessoal, em caso de uma corrente residual de 30 mA, os inversores sem transformador devem ser desconectados da rede elétrica pública e, para esta finalidade, durante a operação de alimentação, a corrente diferencial (corrente de fuga + corrente residual) é medida com o uso de uma unidade de monitoramento de corrente residual sensível a todos os pólos.

Proteção contra sobrecorrente

Conteúdo

6.1 Proteção contra sobrecorrente no lado de CC 88

6.1.1 Proteções de cabos 88

6.1.2 Proteção de strings contra corrente inversa
90

6.1.3 Contribuição do inversor 90

6.1.4 Escolha dos dispositivos de proteção 91

6.1.5 Posicionamento dos dispositivos de proteção
contra sobrecorrente 93

6.2 Proteção contra sobrecorrente no lado de CA 94

**6.3 Escolha dos dispositivos de desconexão e
comutação 94**

Proteção contra sobrecorrente

6.1 Proteção contra sobrecorrente no lado de CC

6.1.1 Proteções de cabos

Não é necessário proteger os cabos de strings fotovoltaicas contra sobrecargas se eles forem escolhidos com uma capacidade de transmissão de corrente igual ou superior a 1,25 a I_{sc} .

Equação 53

$$I_{cu\ string} \geq 1.25 \cdot I_{sc}$$

Não é necessário proteger os cabos dos subarranjos fotovoltaicos contra sobrecargas se eles forem escolhidos com uma capacidade de transmissão de corrente igual ou superior a 1,25 vezes a soma da I_{sc} das strings de subarranjos.

Equação 54

$$I_{cu\ sub-array} \geq 1.25 \cdot S_{SA} \cdot I_{sc}$$

Onde:

S_{SA} é o número de strings fotovoltaicas conectadas em paralelo no subarranjo fotovoltaico.

Não é necessário proteger os cabos de arranjos fotovoltaicos contra sobrecargas se eles forem escolhidos com uma capacidade de transmissão de corrente igual ou superior a 1,25 vezes a soma da I_{sc} das strings de arranjos.

Equação 55

$$I_{cu\ array} \geq 1.25 \cdot S_A \cdot I_{sc}$$

onde:

S_A é o número de strings fotovoltaicas conectadas em paralelo no arranjo fotovoltaico. (veja o desenho na página seguinte)

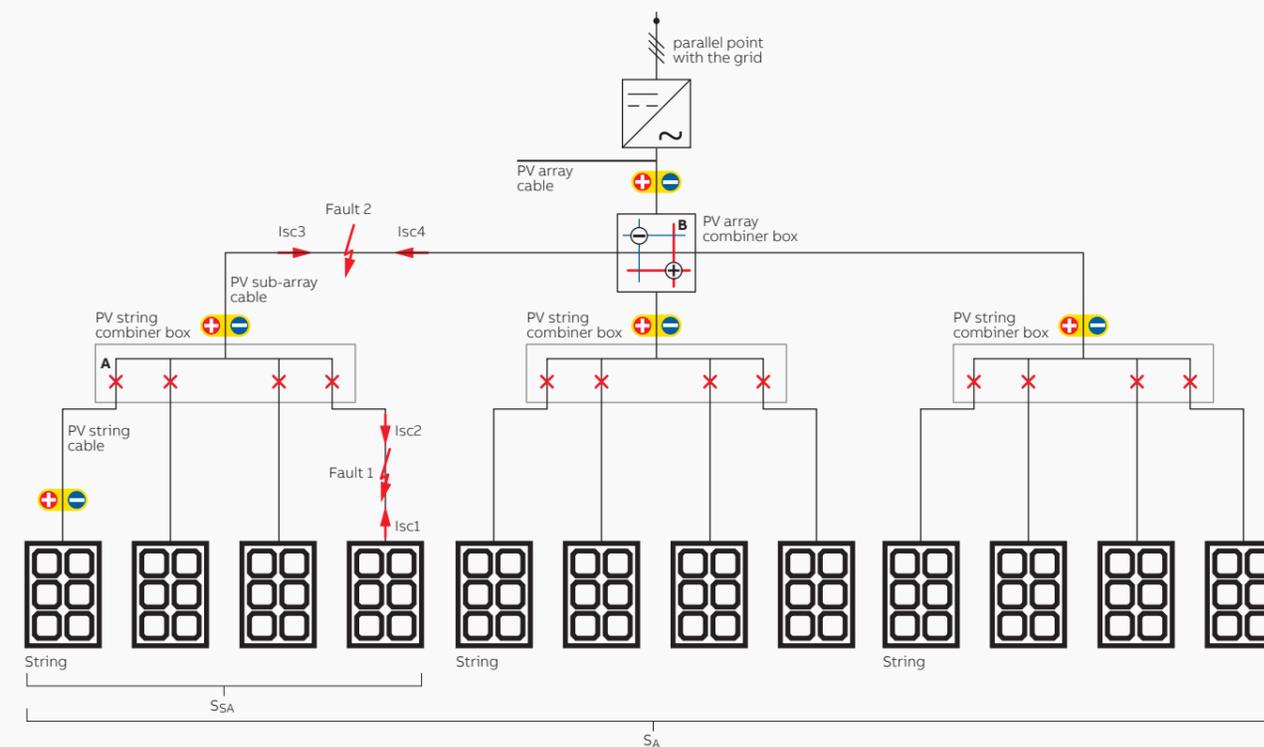


Figura 74
falhas em cabos de
arranjos, subarranjos
e strings

- **A** representa o dispositivo de proteção instalado na caixa de derivação da string fotovoltaica.
- **B** representa o dispositivo de proteção instalado na caixa de derivação do arranjo fotovoltaico.
- S_{SA} é o número de strings fotovoltaicas conectadas em paralelo no subarranjo fotovoltaico.
- S_A é o número total de strings fotovoltaicas conectadas em paralelo no subarranjo fotovoltaico.

Em relação a curto-circuito, pode ocorrer sobrecorrente em um arranjo fotovoltaico nos cabos de CC do gerador fotovoltaico em caso de:

- falta entre a polaridade da instalação fotovoltaica (curto-circuitos nos componentes do gerador fotovoltaico);
- falta à terra nos sistemas aterrados;
- dupla falta à terra em sistemas com isolamento de aterramento.

Os módulos fotovoltaicos são fontes de corrente limitada e o seu valor de corrente de curto-circuito (I_{sc}) é apenas superior à corrente operacional (I_{MPP}).

Em caso de curto-circuito que afete os cabos ou conectores da string (Falta 1 na Figura 74), o cabo da string é fornecido:

- a montante pela string em questão ($I_{sc1} = 1.25 \cdot I_{sc}$);
- a jusante por outras ($S_A - 1$) strings conectadas ($I_{sc2} = 1.25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$).

Em caso de uma instalação fotovoltaica de pequenas dimensões com apenas 2 strings ($S_A = 2$), resulta que:

Equação 56

$$I_{sc2} = 1.25 \cdot (2 - 1) \cdot I_{sc} = I_{sc1}$$

Portanto, não é necessário proteger os cabos e conectores das string fotovoltaica contra curto-circuito.

Caso as strings conectadas em paralelo sejam mais de 3 ($S_A \geq 3$), resulta que:

Equação 57

$$I_{sc2} > I_{sc1}$$

Portanto, os cabos e os conectores de strings devem ser protegidos contra curto-circuito quando a sua capacidade de transmissão de corrente for inferior a I_{sc2} .

Equação 58

$$1.25 \cdot I_{sc} \leq I_{z\ string} < I_{sc2} = 1.25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$$

Em caso de curto-circuito que afete os cabos entre uma caixa de derivação de strings fotovoltaicas e a de arranjos fotovoltaicos (Falta 2 na Figura 74), o cabo de string é fornecido:

- a montante pela string de subarranjos fotovoltaicos ($I_{SC3} = 1,25 \cdot S_{SA} \cdot I_{SC}$);
- a justante por outras ($S_A - S_{SA}$) strings conectadas ($I_{SC4} = 1,25 \cdot (S_A - S_{SA}) \cdot I_{SC}$).

Em caso de uma central fotovoltaica onde $S_A = 2 S_{SA}$, resulta que:

Equação 59

$$I_{SC4} = 1,25 \cdot (2S_A - S_A) \cdot I_{SC} = 1,25 \cdot S_A \cdot I_{SC} = I_{SC3}$$

Portanto, não é necessário proteger os cabos de arranjos fotovoltaicos contra curto-circuito.

Quando $S_A > 2 S_{SA}$, resulta que:

Equação 60

$$I_{SC4} > I_{SC3}$$

Portanto, os cabos devem ser protegidos contra curto-circuito quando a sua capacidade transmissão de corrente for inferior a I_{SC4} .

Equação 61

$$1,25 \cdot S_{SA} \cdot I_{SC} \leq I_{z \text{ sub-array}} < I_{SC4} = 1,25 \cdot (S_A - S_{SA}) \cdot I_{SC}$$

6.1.2 Proteção de strings contra corrente inversa

Devido a sombras ou falhas, uma string pode se tornar passiva e, então, absorver e dissipar a energia elétrica gerada pelas outras strings conectadas em paralelo; uma corrente que flui pela string em questão na direção inversa em relação à das condições de operação padrão; a corrente inversa pode danificar os módulos ($I_{rev \text{ module}}$ é a corrente inversa máxima que os módulos fotovoltaicos permitem; ela é indicada na ficha técnica dos módulos).

No caso de strings S_A conectadas em paralelo, a corrente inversa mais elevada ($I_{rev \text{ max}}$) é igual a:

Equação 62

$$I_{rev \text{ max}} = (S_A - 1) \cdot I_{SC}$$

Se $I_{rev \text{ max}} < I_{rev \text{ module}}$, a proteção de strings contra corrente inversa não é necessária.

Caso contrário, se o $I_{rev \text{ max}} > I_{rev \text{ module}}$, a proteção de strings contra corrente inversa é absolutamente necessária, de acordo com a IEC 62548 cláusula 6.5.3.

6.1.3 Contribuição do inversor

A contribuição para o curto-circuito no lado de CC do inversor pode vir da rede elétrica e da descarga dos capacitores no interior do inversor. A corrente de curto-circuito da rede elétrica é causada pelos diodos de roda livre do inversor que, neste caso, funcionam como um retificador de ponte. Tal corrente é limitada pelas impedâncias do transformador e dos indutores pertencentes ao circuito de saída. Em caso de inversores com isolamento galvânico a 50 Hz, esta corrente está presente.

Em caso de inversores sem isolamento galvânico (inversores sem transformador), normalmente ele possui um conversor CC/CC na entrada; a fim de que seja garantido o funcionamento do gerador fotovoltaica numa ampla faixa de tensões; se o conversor CC/CC for do tipo boost (conversor amplificador), devido à sua tipologia construtiva, ele inclui pelo menos um diodo de bloqueio que impede que a corrente da rede elétrica contribua para o curto-circuito; se o conversor CC/CC for do tipo buck (que reduz a tensão), devido à sua tipologia construtiva, ele não é capaz de impedir que a corrente da rede elétrica contribua para o curto-circuito.

A corrente de descarga dos capacitores é limitada pelos cabos entre o inversor e a falta e esgota-se com tendência exponencial: quanto menor a impedância do estiramento do cabo, maior a corrente inicial, porém menor a constante de tempo da descarga. A energia que flui é limitada à energia inicialmente armazenada nos capacitores.

Em caso de diodos de bloqueio instalados em série com um dos dois pólos, a contribuição para o curto-circuito é nula.

Em caso de uma corrente de descarga muito alta dos capacitores, associada a constantes de tempo longas, pode ser necessário um aumento na capacidade de interrupção dos disjuntores.

6.1.4 Escolha dos dispositivos de proteção

No que diz respeito à proteção contra curto-circuitos no lado de CC, em conformidade com a IEC 62548, cláusula 7.3, os dispositivos devem:

- ser visivelmente adequados para uso com CC;
- possuir uma tensão nominal de serviço igual ou superior à tensão máxima do(a) string/arranjo fotovoltaico (veja o parágrafo 3.2.2);
- possuir um grau de proteção IP adequado ao local de instalação e ao ambiente;
- possuir uma classificação de temperatura adequada ao local de instalação e à aplicação.

Quando a proteção contra sobrecorrente de strings é necessária, é possível escolher uma das seguintes opções:

- a) Cada string fotovoltaica deve ser protegida com um dispositivo de proteção contra sobrecorrente, onde a classificação nominal de proteção contra sobrecorrente do dispositivo em questão da string deve ser I_n , onde:

Equação 63

$$1,5 \cdot I_{SC} < I_n < 2,4 \cdot I_{SC}$$

Equação 64

$$I_n < I_{rev \text{ module}}$$

Onde:

$I_{rev \text{ module}}$ é a corrente inversa máxima que os módulos fotovoltaicos permitem; ela está indicado na ficha técnica dos módulos em questão.

- b) as strings podem ser agrupadas em paralelo sob a proteção de um dispositivo contra sobrecorrente fornecido:

Equação 65

$$1,5 \cdot S_g \cdot I_{SC} < I_{ng} < \{I_{rev \text{ module}} - [(S_g - 1) \cdot I_{SC}]\}$$

Onde:

S_g é o número de strings em um grupo sob a proteção de um dispositivo contra sobrecorrente;

I_{ng} é a classificação nominal de proteção contra sobrecorrente do dispositivo para este fim.

As strings podem, geralmente, ser agrupadas apenas sob um dispositivo de proteção contra sobrecorrente se a corrente inversa máxima permitida pelos módulos fotovoltaicos ($I_{rev \text{ module}}$) for superior a 4 vezes I_{SC} .

A fim de proteger os cabos de strings, os conectores e os módulos fotovoltaicos contra sobrecorrente e/ou corrente inversa, os seguintes métodos padrão podem ser aplicados às strings:

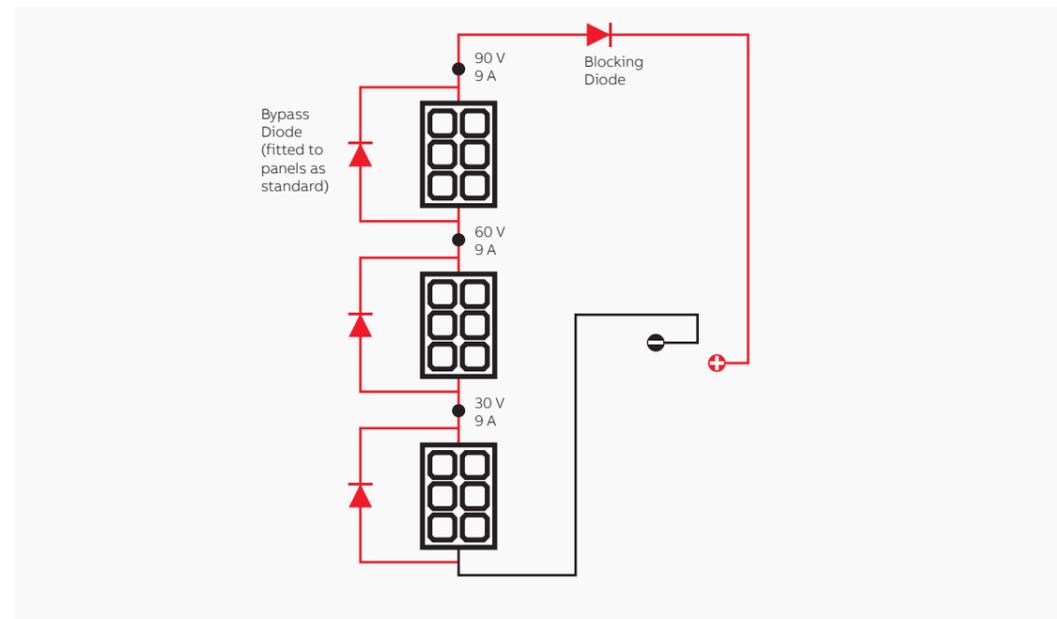
- fusíveis do tipo gPV, em conformidade com a IEC 60269-6, conectados em série à string individual; apesar da fácil utilização de fusíveis, deve ser dada atenção ao dimensionamento e escolha de tais dispositivos, que devem não só ter corrente nominal fornecida pelas fórmulas anteriores, mas também características de disparo do tipo gPV (IEC 60269-6), devem ser inseridos em porta-fusíveis adequados e ser capazes de dissipar a energia gerada sob as piores condições de operação. Em conformidade com a IEC 60364-7-712, as duas as polaridades devem ser protegidas²⁸.
- diodo de strings conectado em série com a string individual: pode impedir qualquer corrente inversa na string protegida. Em caso de falha do diodo, pode ocorrer a perda da função de segurança e/ou implicar na falha da string. Além disso, a corrente da string flui sempre pelo diodo conectado em série e aquele da string gera perdas contínuas. Os diodos de bloqueio não são comuns em um sistema conectado à rede elétrica, pois sua função seria mais bem sucedida através instalação de um fusível de strings. A propósito, para arranjos de várias strings com módulos fotovoltaicos de película fina, fornecer proteção adequada contra sobrecorrente / corrente inversa com fusíveis de strings ou MCB (disjuntor em miniatura) não seria possível (pode não ser possível especificar um fusível / MCB que seja maior que $1,25$ vezes a I_{SC} x $1,25$ e ao mesmo tempo menor que a corrente nominal inversa do módulo). Neste caso, além dos diodos de bloqueio²⁹, devem ser utilizados fusíveis de strings.

(veja a página seguinte)

28
A IEC 62548 cláusula 6.5.7 considera uma exceção no caso de sistemas sem aterramento funcional providos de apenas dois condutores ativos: caso esteja disponível uma separação entre cabos de strings e de subarranjos ou se não existirem subarranjos, pode ser colocado um dispositivo de proteção contra sobrecorrente em um condutor energizado não aterrado do cabo de strings ou de subarranjos.

29
Os requisitos locais dos países devem ser levados em consideração para a utilização de diodos de bloqueio. Em alguns países, os diodos de bloqueio não são considerados suficientemente confiáveis para substituir a proteção contra sobrecorrente (consulte a IEC 62548 cláusula 7.3.12).

Figura 75
instalação de diodos
de bloqueio



O diodo de bloqueio deve possuir:

- uma tensão nominal inversa > 2 vezes a tensão máxima do sistema;
 - uma corrente nominal > 1,4 vezes a I_{sc} (onde I_{sc} é a corrente de curto-circuito para o(a) string / subarranjo / arranjo);
 - um resfriamento adequado.
- MCB - disjuntor em miniatura (disjuntores termomagnéticos) com elementos de proteção contra sobrecorrente (conforme a IEC 60898-2): deve atender aos critérios do fusível de strings e ser classificado para uso em circuito indutivo e permitir que correntes CC fluam em qualquer direção pelo dispositivo. Quando se utiliza um disjuntor em miniatura com elementos de proteção contra sobrecorrente, ele também pode fornecer os meios de desconexão para isolar a polaridade³⁰ do arranjo fotovoltaico do equipamento de conversão de potência e vice-versa e para permitir que as tarefas de manutenção e inspeção sejam realizadas com segurança. O disjuntor em miniatura com elementos de proteção contra sobrecorrente foi concebido para ser utilizado a uma temperatura ambiente definida: em caso de sobretemperatura na caixa de derivação, o disjuntor em questão tem a sua capacidade nominal reduzida; a temperatura máxima de operação deve ser previamente verificada durante o design do disjuntor em miniatura para evitar disparos inesperados.

A fim de proteger os cabos de subarranjos contra sobrecorrente e/ou correntes inversas, é possível utilizar fusíveis do tipo gPV, em conformidade com a IEC 60269-6, conectados em série aos cabos de subarranjos. Também podem ser utilizados MCB (disjuntores em miniatura) ou MCCB (disjuntores de caixa moldada) conectados em série aos cabos de subarranjos.

A corrente nominal (I_n) dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente para subarranjos fotovoltaicos deve ser determinada pela seguinte fórmula:

$$1.25 \cdot S_{SA} \cdot I_{sc} < I_n < 2.4 \cdot S_{SA} \cdot I_{sc}$$

O multiplicador 1,25 utilizado aqui ao invés do multiplicador 1,5 utilizado para strings tem o objetivo de permitir a flexibilidade do designer.

A fim de proteger todos os cabos de conexão, o dispositivo de proteção deve ser escolhido para que a seguinte relação seja atendida para cada valor de curto-circuito (IEC 60364) até uma corrente presumida de curto-circuito máxima:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 \cdot S^2$$

30
A IEC 62548 cláusula 6.5.7 considera uma exceção no caso de sistemas sem aterramento funcional providos de apenas dois condutores ativos: caso esteja disponível uma separação entre cabos de strings e de subarranjos ou se não existirem subarranjos, pode ser colocado um dispositivo de proteção contra sobrecorrente em um condutor energizado não aterrado do cabo de strings ou de subarranjos.

Equação 66

Equação 67

Onde:

$I^2 \cdot t$ é a integral de Joule para a duração do curto-circuito (em A^2s);

K é uma constante característica do cabo, dependendo do tipo de condutor e do material de isolamento;

S é a seção transversal do cabo (em mm^2).

Caso cada string fotovoltaica esteja protegida com um dispositivo de proteção contra sobrecorrente, a capacidade nominal máxima de interrupção de curto-circuito dos dispositivos na caixa de derivação de strings fotovoltaicas não deve ser inferior à corrente de curto-circuito das outras strings ($S_A - 1$):

$$I_{cu} \geq 1.25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$$

Equação 68

Em caso de strings agrupadas em paralelo sob um dispositivo de proteção contra sobrecorrente, a capacidade nominal máxima de interrupção de curto-circuito dos dispositivos na caixa de derivação de strings fotovoltaicas não deve ser inferior à corrente de curto-circuito das outras strings ($S_A - S_g$):

$$I_{cu} \geq 1.25 \cdot (S_A - S_g) \cdot I_{sc}$$

Equação 69

Os dispositivos da caixa de derivação de módulos fotovoltaicos devem proteger os cabos do subarranjo contra curto-circuitos quando estes cabos possuem uma capacidade de transmissão de corrente inferior a (confira na Figura 74):

$$I_{SC4} = 1.25 \cdot (S_A - S_{SA}) \cdot I_{sc}$$

Equação 70

Nesse caso, esses dispositivos devem atender à seguinte relação:

$$1.25 \cdot S_{SA} \cdot I_{sc} < I_n < 2.4 \cdot S_{SA} \cdot I_{sc}$$

Equação 71

enquanto a sua capacidade nominal máxima de interrupção de curto-circuito não deve ser inferior à corrente de curto-circuito das outras strings ($S_A - S_{SA}$), ou seja:

$$I_{cu} \geq 1.25 \cdot (S_A - S_{SA}) \cdot I_{sc}$$

Equação 72

6.1.5 Posicionamento dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente

Os dispositivos de proteção contra sobrecorrente devem ser posicionados (IEC 62548):

- quanto aos dispositivos de proteção contra sobrecorrente de strings, eles devem estar situados no local em que os cabos de strings se unem aos cabos de subarranjos ou arranjos na caixa de derivação de strings;
- quanto aos dispositivos de proteção contra sobrecorrente de subarranjos, eles devem estar situados no local em que os cabos de subarranjos se encontram com os cabos de arranjos na caixa de derivação de arranjos;
- quanto aos dispositivos de proteção contra sobrecorrente de arranjos, eles devem estar situados no local em que os cabos de arranjos se encontram com o equipamento de conversão de energia.

A localização dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente na extremidade dos cabos que estão mais afastados do subarranjo ou string fotovoltaica tem o objetivo de proteger o sistema e o cabeamento das correntes de falta provenientes de outras seções do arranjo fotovoltaico ou de outras fontes, tais como baterias.

6.2 Proteção contra sobrecorrente no lado de CA

Uma vez que o cabo que conecta o inversor ao ponto paralelo à rede elétrica deve ser dimensionado para obter uma capacidade de transmissão de corrente superior à corrente máxima que o inversor pode fornecer, não é necessária uma proteção contra sobrecargas. No entanto, o cabo deve ser protegido contra um curto-circuito alimentado pela rede elétrica através de um dispositivo de proteção posicionado perto do ponto paralelo à rede.

Para proteger tal cabo, o disjuntor principal da instalação consumidora pode ser utilizado se a energia específica passante for suportada pelo cabo. No entanto, o disparo do disjuntor principal interrompe o funcionamento de toda a instalação consumidora. De acordo com isto, mesmo que uma proteção exclusiva contra sobrecarga não seja necessária, e também se o disjuntor principal da instalação consumidora não estiverem próximo ao inversor, é aconselhável posicionar o dispositivo de proteção para evitar também o disparo do disjuntor principal da instalação; este disjuntor deve ser seletivo com o disjuntor principal da instalação consumidora. Em caso de uma central fotovoltaica de grande escala, não há uma instalação consumidora. De acordo com este cenário, apenas um disjuntor principal da central fotovoltaica inteira deve estar disponível. Em centrais com vários inversores, a presença de uma proteção para cada linha de inversor garante, em caso de falha em um inversor, o funcionamento dos demais, desde que os disjuntores de cada linha sejam seletivos com o disjuntor principal da instalação consumidora.

6.3 Escolha dos dispositivos de desconexão e comutação

É recomendável a instalação de um dispositivo de desconexão em cada string para permitir a verificação ou intervenções de manutenção na string sem interromper o funcionamento de outras partes da central fotovoltaica.

A desconexão do inversor deve ser possível tanto no lado de CC como no de CA, de modo que permite a manutenção ao excluir as duas fontes de alimentação (rede elétrica e gerador fotovoltaico) (IEC 60364-7).

No lado de CC do inversor, deve ser instalado um dispositivo de desconexão que possa ser comutado sob carga, como uma chave seccionadora.

No lado de CA, um dispositivo de desconexão³¹ deve ser fornecido. É possível utilizar o dispositivo de proteção instalado no ponto de conexão com a rede elétrica; se este dispositivo não estiver próximo ao inversor, é aconselhável instalar um dispositivo de desconexão imediatamente ao lado da carga do inversor.

—
31
Se for utilizado um disjuntor de baixa tensão, geralmente ele também possui a função de isolamento.

Proteção contra sobretensão

Conteúdo

7.1 Seleção de dispositivos de proteção contra surtos (DPS) para a proteção de centrais fotovoltaicas contra raios 98

7.1.1 Centrais fotovoltaicas em telhados 99

7.1.1.1 Instalações fotovoltaicas em edificações com sistemas fotovoltaicos sem Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) externo 100

7.1.1.2 Instalações fotovoltaicas em edificações com sistemas fotovoltaicos com SPDA externo e distância de separação suficiente 102

7.1.1.3 Instalações fotovoltaicas em edificações com sistemas fotovoltaicos com SPDA externo, sem distância de separação suficiente 104

7.1.2 Sistemas fotovoltaicos em campo aberto 105

7.1.2.1 Sistemas fotovoltaicos em campo aberto com inversor central 106

7.1.2.2 Sistemas fotovoltaicos em campo aberto com inversores string 106

7.1.2.3 Linhas de dados 107

7.1.3 Seleção de DPSs 107

7.1.3.1 Seleção de DPSs no lado de CA 108

7.1.3.2 Seleção de DPSs no lado de CC 108

Proteção contra sobretensão

7.1 Seleção de dispositivos de proteção contra surtos (DPS) para a proteção de centrais fotovoltaicas contra raios

A ocorrência de raios é uma das ameaças das instalações elétricas. As descargas atmosféricas durante uma tempestade de raios podem atingir até centenas de quiloampères. Atualmente, apesar dos avanços tecnológicos, nenhum dispositivo é projetado para evitar a formação de raios. No entanto, os Sistemas de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) são projetados para minimizar os danos ao ambiente adjacente.

Os danos a instalações elétricas podem ser provenientes de:

- queda direta – sobretensão direta;
- queda indireta - sobretensão induzida.

De acordo com o estado atual dos conhecimentos científicos, os módulos fotovoltaicos não aumentam o risco de queda de raios e, portanto, a instalação de módulos fotovoltaicos não pode ser determinante para a instalação de medidas de proteção contra raios.

Quando a proteção contra sobretensão transitória for exigida pela IEC 60364-4-44 cláusula 443, esta proteção deve também ser aplicada no lado de CC da instalação fotovoltaica. Dependendo da distância entre o inversor e a origem da instalação, pode ser necessária uma proteção adicional contra sobretensão transitória no lado de CA.

Se a IEC 60364 4-44 cláusula 443 não exigir proteção contra sobretensão transitória de origem atmosférica, é necessário realizar uma avaliação de riscos.

Normalmente, a avaliação de riscos para sistemas fotovoltaicos de grande escala pode ser realizada de acordo com a IEC 62305-2 “Protection against lightning - Part 2: Risk management” (Proteção contra raios - Parte 2: Avaliação de riscos); esta norma mostra que o risco de perdas humanas é sempre inferior ao risco tolerável, sobretudo devido à presença limitada de seres humanos, enquanto que, nesta estrutura, existe sempre o risco de perdas econômicas ligadas não só ao valor dos componentes da instalação que podem ser danificados, mas também, e acima de tudo, a uma eventual interrupção da produção.

Quando o custo das perdas excede o das medidas de proteção, torna-se necessário um sistema de proteção, o que é muito provável quando se considera o elevado impacto econômico da paralisação da produção. No entanto, é necessário entender claramente que somente o proprietário ou o gerente da central pode definir a frequência de danos tolerável F_T . Esta definição não pode deixar de fora as avaliações econômicas mencionadas acima. A título indicativo, uma faixa típica de valores é: de um dano em um período de 20 anos ($F_T = 0,05$) a um dano em um período de 10 anos ($F_T = 0,1$). Uma vez definido e determinado o valor da frequência de danos, é possível, em conformidade com a IEC 62305-2, selecionar e definir o tamanho das medidas de proteção.

Em caso de pequenos sistemas fotovoltaicos, a avaliação de riscos pode ser realizada:

- para o lado de CA, de acordo com a IEC 60364-4-44 cláusula 443;
- para o lado de CC, em conformidade com a IEC 60364-7-712 cláusula 712.443.5.101; ela estabelece que a avaliação de riscos pode ser realizada para avaliar se a proteção contra sobretensão transitória é necessária, caso os dados relevantes estejam disponíveis. Os DPSs devem ser instalados no lado de CC da instalação, onde a distância máxima do trajeto (L) entre o inversor e os pontos de conexão dos módulos fotovoltaicos das diferentes strings seja igual ou superior ao comprimento crítico (L_{crit}).

$$L \geq L_{crit}$$

L_{crit} depende do tipo de instalação fotovoltaica e é calculado de acordo com a seguinte tabela.

Tabela 3

Tipo de instalação	A instalação fotovoltaica é anexada à edificação	A instalação fotovoltaica não é anexada à edificação
L_{crit} [m]	$115 / N_g$	$200 / N_g$
$L \geq L_{crit}$ [m]	É necessário uma proteção contra surtos no lado de CC	

Onde:

N_g é a densidade de descargas atmosféricas para a terra (descargas/km²/ano) pertinente à localização da linha de alimentação e das estruturas conectadas. Este valor pode ser determinado a partir de redes de localização de descargas para a terra em várias regiões do mundo.

A IEC 61643-32 (“Low-voltage surge protective devices – Part 32: Surge protective devices connected to the d.c. side of photovoltaic installations – Selection and application principles”) (Dispositivos de proteção contra surtos de baixa tensão – Parte 32: Dispositivos de proteção contra sobretensão conectados no lado de c.c das instalações fotovoltaicas - Princípios de seleção e de aplicação) e a IEC 60364-7-712 fornecem informações sobre a seleção e implementação de dispositivos de proteção contra surtos em sistemas de fornecimento de energia fotovoltaica.

Na seleção e definição das medidas de proteção, deve ser feita uma distinção entre as centrais fotovoltaicas instaladas em telhados e as instaladas no solo; a IEC 61643-32 descreve três aplicações diferentes para instalações fotovoltaicas em edificações com sistemas fotovoltaicos:

- sem Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) externo;
- com SPDA externo e distância de separação suficiente;
- com SPDA externo, sem distância de separação suficiente.

7.1.1 Centrais fotovoltaicas em telhados

No caso de centrais fotovoltaicas em telhados, a primeira coisa a fazer é calcular a área de coleta da edificação para determinar, em conformidade com a IEC 62305-2, se existe a necessidade de instalar um Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA). O SPDA é composto por sistemas de proteção, tanto externos (detectores, pára-raios e eletrodos de aterramento) como internos (medidas de proteção para reduzir os efeitos eletromagnéticos das correntes de raio que entram na estrutura a ser protegida).

7.1.1.1 Instalações fotovoltaicas em edificações com sistemas fotovoltaicos sem Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) externo

Mesmo que a instalação de um SPDA não seja necessária e, portanto, não esteja instalado um sistema de proteção contra descargas atmosféricas externo, os dispositivos de proteção contra surtos devem ser instalados de acordo com a IEC 61643-32.

Ligação equipotencial

A área mínima da seção transversal dos condutores de ligação equipotencial^{32,33} que conectam diferentes barras de ligação e dos condutores que conectam as barras ao subsistema de aterramento deve ser de 6 mm² (conexão capaz de suportar a corrente de descargas atmosféricas induzida), exceto a do condutor de aterramento do DPS de classe I testado em conformidade com a IEC 61643-11 que pode ser instalado no ponto 4 (Figura 76): deve ser de 16 mm².

É necessário proteger o cabo de CC que chega aos módulos: uma conexão entre a estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos e a barra de ligação localizada perto do inversor deve ser realizada no ponto 6 (Figura 76); para limitar o comprimento do loop, esta conexão deve ser posicionada o mais próximo possível do cabo de CC.

Lado DC

Normalmente, devem ser instalados 2 DPSs no lado de CC; em conformidade com a IEC 61643-32, eles devem ser colocados no ponto 1 e 2 (Figura 76).

O DPS do ponto 2 (Figura 76) deve ser um dispositivo testado de classe II em conformidade com a IEC 61643-31.

O DPS do ponto 1 (Figura 76) deve ser um dispositivo testado de classe II em conformidade com a IEC 61643-31; ele não é exigido caso:

- a distância entre o inversor e o campo fotovoltaico seja $l_1 < 10$ m (consulte a Figura 76) e o nível de proteção (U_p) do DPS no ponto 2 (Figura 76) esteja de acordo com o seguinte

$$U_p \leq 0,8 \cdot U_w$$

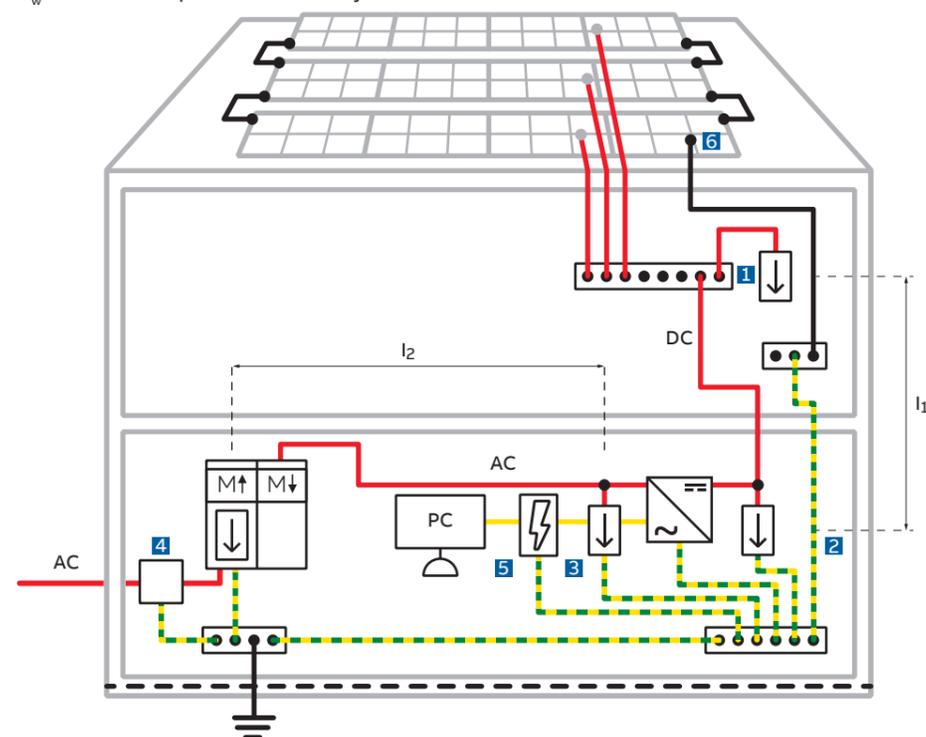
Onde:

- U_w é a tensão suportável do arranjo fotovoltaico.
- O condutor PE é conduzido próximo aos condutores de CC e o DPS no nível de proteção do ponto 2 (Figura 76) (U_p) está de acordo com o seguinte

$$U_p \leq 0,5 \cdot U_w$$

Onde:

U_w é a tensão suportável do arranjo fotovoltaico.



32 Os condutores de ligação equipotencial devem estar em conformidade com os requisitos da IEC 60364-5-54, IEC 61643-12 e IEC 62305-3.

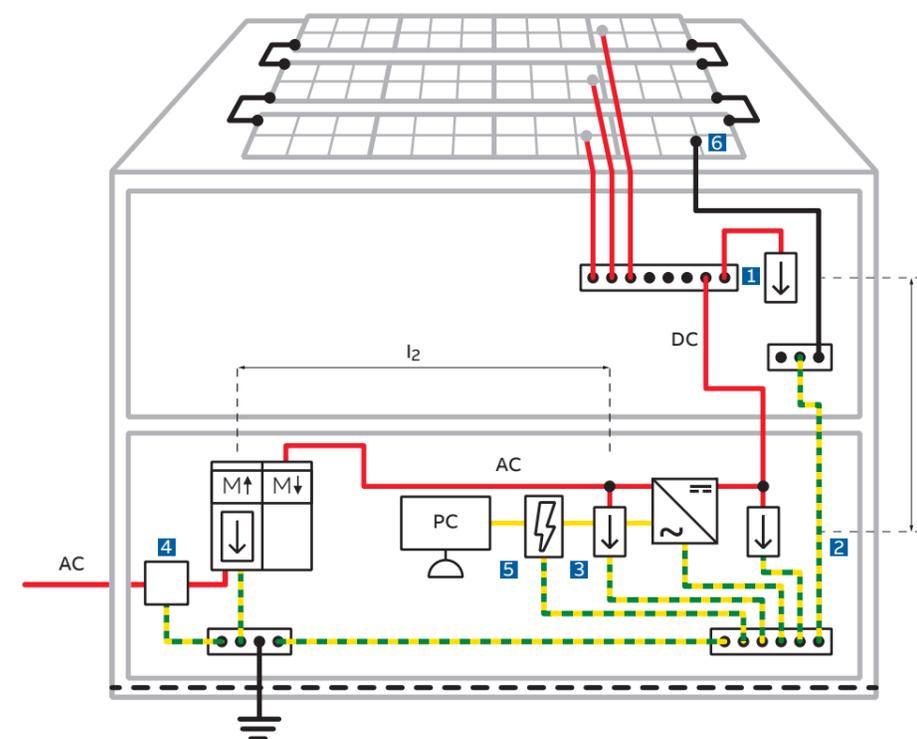
33 É necessário levar em consideração os requisitos locais do país.

Equação 74

Equação 75

Figura 76 Edificação sem sistema de proteção contra descargas atmosféricas externo

Figura 76 Edificação sem sistema de proteção contra descargas atmosféricas externo



Lado AC

É necessário proteger a linha elétrica de CA de entrada. Normalmente, devem ser instalados 2 DPS no lado de CA;

em conformidade com a IEC 61643-32, eles devem ser colocados no ponto 3 e 4 (Figura 76).

O DPS do ponto 4 (Figura 76) deve ser um dispositivo testado de classe I ou II em conformidade com a IEC 61643-11.

O DPS do ponto 3 (Figura 76) deve ser um dispositivo testado de classe II em conformidade com a IEC 61643-11; ele não é exigido caso:

- a distância entre o inversor e o painel de distribuição principal é $l_2 < 10$ m (consulte a Figura 76) e o condutor PE é conduzido com os condutores de alimentação de CA;
- o inversor e o quadro de distribuição principal estão conectados à mesma barra de aterramento com um cabo de comprimento $\leq 0,5$ m.

Linhas de dados

Se as unidades de conversão de energia estiverem ligadas a linhas de dados e sensores, o DPS de categoria C para a linha de sinal em conformidade com a IEC 61643-21 deve também ser instalado no ponto 5 (Figura 76).

7.1.1.2 Instalações fotovoltaicas em edificações com sistemas fotovoltaicos com SPDA externo e distância de separação suficiente

Os módulos fotovoltaicos devem estar localizados na zona protegida do subsistema de captação isolado e as distâncias de separação devem ser mantidas. Os dispositivos de proteção contra sobretensão devem ser instalados em conformidade com a IEC 61643-32.

Ligação equipotencial

A área mínima da seção transversal dos condutores de ligação equipotencial^{34,35} que conectam diferentes barras de ligação e dos condutores que conectam as barras ao subsistema de aterramento deve ser de 6 mm² (conexão capaz de suportar a corrente de descargas atmosféricas induzida), exceto a do condutor de aterramento do DPS de classe I testado em conformidade com a IEC 61643-11 que deve ser instalado no ponto 4 (Figura 77): deve ser de 16 mm².

É necessário proteger o cabo de CC que chega aos módulos: a conexão entre a estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos e a barra de ligação localizada perto do inversor deve ser realizada no ponto 6 (Figura 77); para limitar o comprimento do loop, esta conexão deve ser posicionada o mais próximo possível do cabo de CC.

Lado DC

Normalmente, devem ser instalados 2 DPSs no lado de CC; em conformidade com a IEC 61643-32, eles devem ser colocados no ponto 1 e 2 (Figura 77). O DPS do ponto 2 (Figura 77) deve ser um dispositivo testado de classe II em conformidade com a IEC 61643-31. O DPS do ponto 1 (Figura 77) deve ser um dispositivo testado de classe II em conformidade com a IEC 61643-31; ele não é exigido caso:

- a distância entre o inversor e o campo fotovoltaico seja $l_1 < 10$ m (consulte a Figura 77) e o nível de proteção (U_p) do DPS no ponto 2 (Figura 77) esteja de acordo com o seguinte

$$U_p \leq 0.8 \cdot U_w$$

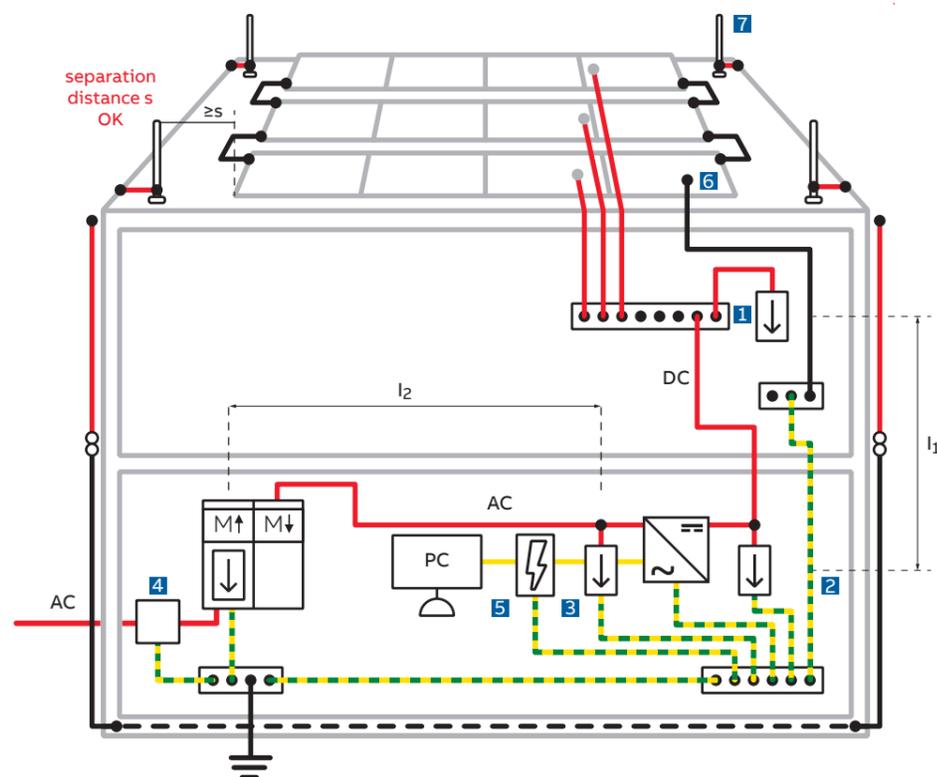
Onde:

- U_w é a tensão suportável do arranjo fotovoltaico.
- O condutor PE é conduzido próximo aos condutores de CC e o DPS no nível de proteção do ponto 2 (Figura 77) (U_p) está de acordo com o seguinte

$$U_p \leq 0.5 \cdot U_w$$

Onde:

U_w é a tensão suportável do arranjo fotovoltaico.



34
Os condutores de ligação equipotencial devem estar em conformidade com os requisitos da IEC 60364-5-54, IEC 61643-12 e IEC 62305-3.

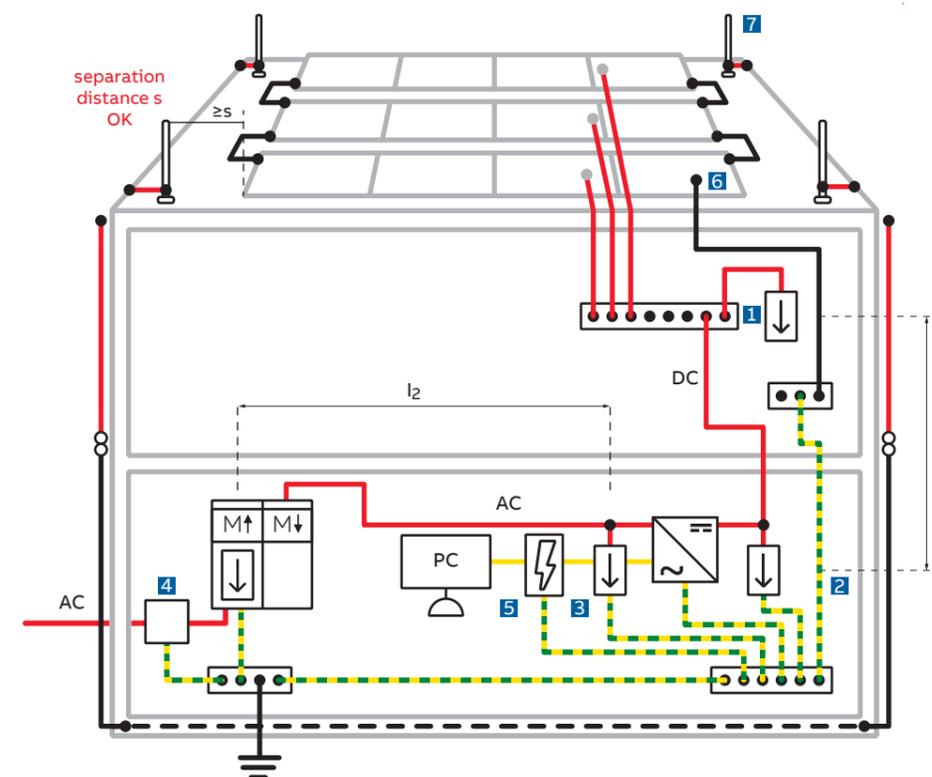
35
É necessário levar em consideração os requisitos locais do país.

Equação 76

Equação 77

Figura 77
Edificação com sistema de proteção contra descargas atmosféricas externo e distância de separação suficiente

Figura 77
Edificação com sistema de proteção contra descargas atmosféricas externo e distância de separação suficiente



36
Consulte a IEC 62305-4.

Lado AC

É necessário proteger a linha elétrica de CA de entrada. Normalmente, devem ser instalados 2 DPS no lado de CA;

em conformidade com a IEC 61643-32, eles devem ser colocados no ponto 3 e 4 (Figura 77).

O DPS do ponto 4 (Figura 77) deve ser um dispositivo testado de classe I em conformidade com a IEC 61643-11.

O DPS do ponto 3 (Figura 77) deve ser um dispositivo testado de classe II em conformidade com a IEC 61643-11; ele não é exigido caso:

- a distância entre o inversor e o painel de distribuição principal é $l_2 < 10$ (consulte a Figura 77) e a tensão induzida à corrente de descargas atmosféricas que flui no condutor de descida pode ser ignorada³⁶;
- o inversor e o quadro de distribuição principal estão conectados à mesma barra de aterramento com um cabo de comprimento $\leq 0,5$ m.

Linhas de dados

Se as unidades de conversão de energia estiverem ligadas a linhas de dados e sensores, o DPS de categoria C para a linha de sinal em conformidade com a IEC 61643-21 deve também ser instalado no ponto 5 (Figura 77).

7.1.1.3 Instalações fotovoltaicas em edificações com sistemas fotovoltaicos com SPDA

externo,

sem distância de separação suficiente

Se as distâncias de separação não puderem ser mantidas, por exemplo, no caso de um telhado metálico, deve ser aplicada uma ligação equipotencial para descargas atmosféricas e é necessário instalar dispositivos de proteção contra sobretensão em conformidade com a IEC 61643-32.

Ligação equipotencial

A área mínima da seção transversal dos condutores de ligação equipotencial^{37,38} que conectam diversas barras de ligação e dos condutores que conectam as barras ao subsistema de aterramento deve ser de 16 mm² (conexão capaz de suportar uma corrente parcial de descarga atmosférica). É necessário proteger o cabo de CC que chega aos módulos: uma conexão entre a estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos e a barra de ligação localizada perto do inversor deve ser realizada no ponto 6 (Figura 78); para limitar o comprimento do loop, esta conexão deve ser posicionada o mais próximo possível do cabo de CC.

Lado DC

Normalmente, devem ser instalados 2 DPSs no lado de CC; em conformidade com a IEC 61643-32, eles devem ser colocados no ponto 1 e 2 (Figura 78).

O DPS do ponto 2 (Figura 78) deve ser um dispositivo testado de classe I em conformidade com a IEC 61643-31 e deve ser instalado o mais próximo possível do inversor.

O DPS do ponto 1 (Figura 78) deve ser um dispositivo testado de classe I em conformidade com a IEC 61643-31 e deve ser instalado o mais próximo possível do campo fotovoltaico.

Lado AC

É necessário proteger a linha elétrica de CA de entrada. Normalmente, devem ser instalados 2 DPSs no lado de CA; em conformidade com a IEC 61643-32, eles devem ser colocados no ponto 3 e 4 (Figura 78).

O DPS do ponto 4 (Figura 78) deve ser um dispositivo testado de classe I em conformidade com a IEC 61643-11.

O DPS do ponto 3 (Figura 78) deve ser um dispositivo testado de classe I em conformidade com a IEC 61643-11 e deve ser instalado o mais próximo possível do inversor. Ele não exigido se o inversor e o quadro de distribuição principal estiverem conectados à mesma barra de aterramento com um cabo de comprimento $\leq 0,5$.

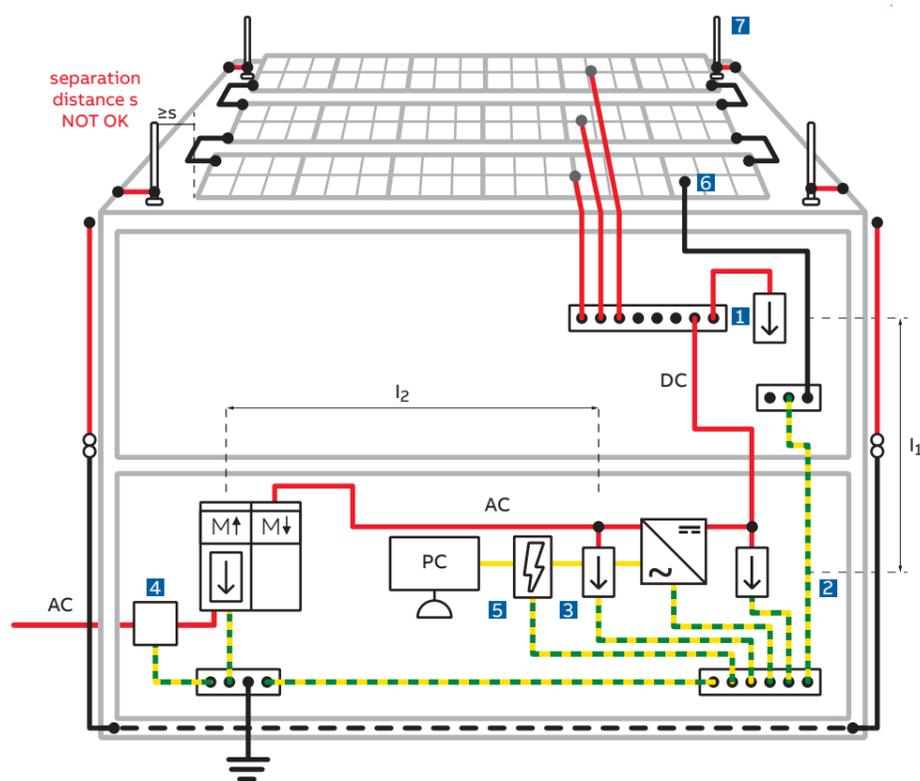
Linhas de dados

Se as unidades de conversão de energia estiverem ligadas a linhas de dados e sensores, o DPS de categoria C para a linha de sinal em conformidade com a IEC 61643-21 deve também ser instalado no ponto 5 (Figura 78).

37
Os condutores de ligação equipotencial devem estar em conformidade com os requisitos da IEC 60364-5-54, IEC 61643-12 e IEC 62305-3.

38
É necessário levar em consideração os requisitos locais do país.

Figura 78
Edificação com sistema de proteção contra descargas atmosféricas externo, porém com distância de separação insuficiente



7.1.2 Sistemas fotovoltaicos em campo aberto

A IEC 61643-32 descreve medidas de proteção para sistemas fotovoltaicos em campo aberto. O sistema de aterramento em malha é a base para um sistema eficaz de proteção contra descargas atmosféricas e surtos: ele produz uma grande superfície equipotencial e, em caso de interferência de cargas atmosféricas, reduz significativamente a interferência de tensão dos cabos de conexão elétrica. Na seleção dos DPSs, devem ser consideradas 2 configurações diferentes:

- sistemas fotovoltaicos em campo aberto com inversor central;
- sistemas fotovoltaicos em campo aberto com inversores string.

7.1.2.1 Sistemas fotovoltaicos em campo aberto com inversor central

Em primeiro lugar, a área de coleta deve ser analisada para determinar se a estrutura está exposta. Quando a estrutura não está exposta, é necessário proteger o cabo de CC que chega aos módulos: uma conexão entre a estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos e o subsistema de aterramento deve ser realizada no ponto 1 (Figura 79).

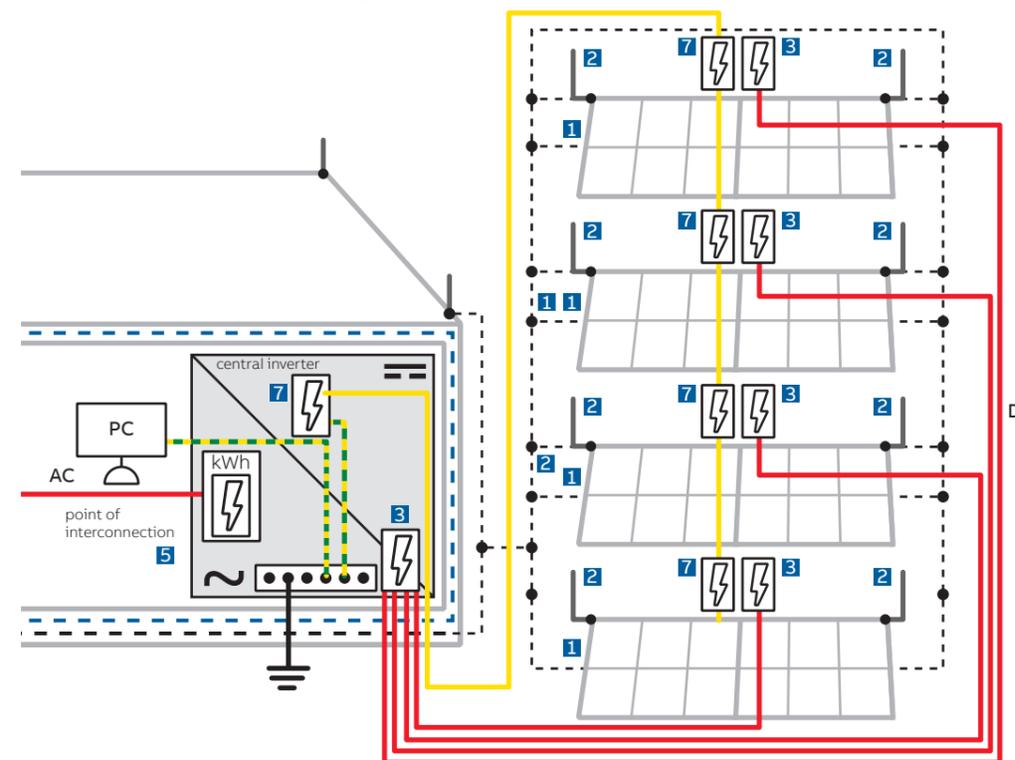
Se a estrutura estiver exposta, é necessário fornecer um sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA). A proteção do cabo de CC que chega aos módulos também é necessária: a conexão entre a estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos e o SPDA deve ser realizada nos pontos 1 e 2 (Figura 79) através de um condutor com uma seção transversal de pelo menos 16 mm². Se um raio atingir a área do sistema fotovoltaico, correntes parciais de descarga atmosférica são acopladas ao sistema de compensação de potencial. Portanto, os sistemas fotovoltaicos em campo aberto com inversor central devem ser protegidos no lado de CC com o uso de DPSs do tipo 1 no ponto 3 (Figura 79).

Os sistemas fotovoltaicos em campo aberto com inversor central são geralmente muito grandes e estão localizados em zonas rurais e remotas. Eles são tipicamente alimentados por uma linha trifásica de média tensão, que não é blindada e pode ter muitos quilômetros de comprimento. Tal linha chega a um transformador de média/baixa tensão, no lado da carga do qual se encontra o inversor.

O DPS pode ser instalado na linha de média tensão.

É necessária a proteção da linha elétrica de entrada CA para o inversor: a proteção pode ser obtida com um DPS de classe I no ponto 5 (Figura 79).

Figura 79
Sistemas fotovoltaicos em campo aberto com inversor central



7.1.2.2 Sistemas fotovoltaicos em campo aberto com inversores string

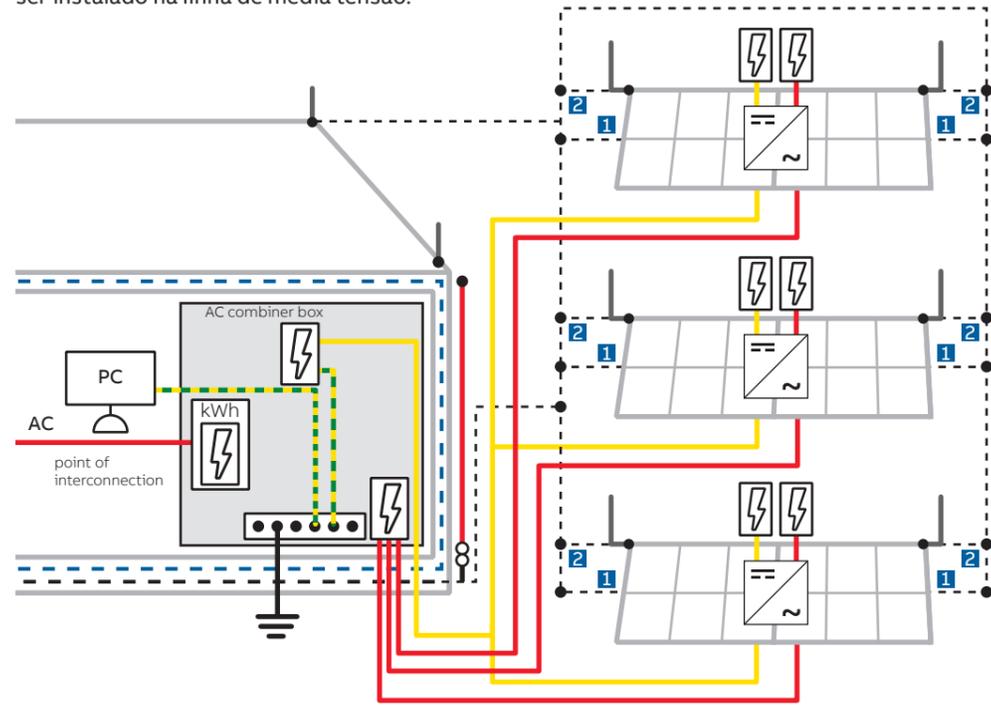
Em primeiro lugar, a área de coleta deve ser analisada para determinar se a estrutura está exposta. Quando a estrutura não está exposta, é necessária a proteção do cabo de CC que chega aos módulos: deve ser realizada uma conexão entre a estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos e o subsistema de aterramento no ponto 1 (Figura 80).

Se a estrutura estiver exposta, é necessário fornecer um sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA). A proteção do cabo de CC que chega aos módulos também é necessária: a conexão entre a estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos e o SPDA deve ser realizada nos pontos 1 e 2 (Figura 80) através de um condutor com uma seção transversal de pelo menos 16 mm². Nos sistemas fotovoltaicos em campo aberto com inversores string, os inversores são instalados próximo aos painéis fotovoltaicos para proteger o lado de CC, é suficiente utilizar DPSs tipo 2 com uma capacidade de descarga de pelo menos 5 kA (8/20 μs) por modo de proteção.

É necessária a proteção da linha elétrica de entrada CA para o inversor: a proteção pode ser obtida com um DPS de classe I.

Os sistemas fotovoltaicos em campo aberto, com inversores string, são geralmente muito grandes e estão localizados em zonas rurais e remotas. Eles são tipicamente alimentados por uma linha trifásica de média tensão, que não é blindada e pode ter muitos quilômetros de comprimento. Tal linha chega a um transformador de média/baixa tensão, no lado da carga do qual se encontra o inversor. O DPS pode ser instalado na linha de média tensão.

Figura 80
Sistemas fotovoltaicos em campo aberto com inversores string



Equação 78

7.1.3 Seleção de DPSs

7.1.3.1 Seleção de DPSs no lado de CA

Os requisitos gerais para DPSs do lado de CA são fornecidos pela IEC 60364-5-53:2015, Cláusula 534, IEC 61643-12 e IEC 62305-4.

Corrente nominal de descarga I_n e corrente de impulso I_{imp}

Para os DPSs de CA de classe de teste II, a corrente nominal mínima de descarga I_n para cada modo de proteção deve ser de 5 kA (8/20 μs). O uso de DPSs de classe II com uma I_n superior permite obter uma maior vida útil.

Para os DPSs de CA de classe I, este dispositivo deve fornecer uma corrente de impulso mínima I_{imp} , conforme exigido pela IEC 60364-5-53:2015, Cláusula 534 e IEC 61634-12.

I_{imp} depende do risco de acordo com o Nível de Proteção contra Descargas Atmosféricas (LPL). Uma abordagem simplificada para definir a I_{imp} é fornecida pela IEC 61643-12.

Nível de proteção de tensão U_p

Para definir corretamente o DPS de CA com o nível adequado de proteção de tensão (U_p), a tensão nominal de impulso U_w do equipamento deve ser conhecida.

O U_p deve ser em torno de 20% inferior à U_w .

$$U_p \leq 0.8 \cdot U_w$$

7.1.3.2 Seleção de DPSs no lado de CC

Os requisitos gerais para DPSs do lado de CC são fornecidos pela IEC 60364-7-712. Os requisitos detalhados para DPSs do lado de CC são fornecidos pela IEC 61643-32.

Corrente nominal de descarga I_n e corrente de impulso I_{imp}

Para os DPSs de CC de classe de teste II, a corrente nominal mínima de descarga I_n para cada modo de proteção deve ser de 5 kA (8/20 μs). O uso de DPSs de classe II com uma I_n superior permite obter uma maior vida útil.

Para os DPSs de CC de classe I, este dispositivo deve fornecer uma corrente de impulso mínima I_{imp} . I_{imp} depende do Nível de Proteção contra Descargas Atmosféricas (LPL) e da tecnologia do DPS utilizada (a tecnologia do DPS influencia a distribuição da corrente de descarga atmosférica no sistema; o DPS tem que descarregar correntes de surto de diferentes magnitudes com base na tecnologia): de acordo com a tecnologia do LPL e DPS utilizada (DPSs limitadores de tensão ou de comutação de tensão), a IEC 61643-32 define a capacidade de descarga necessária para os DPSs a serem utilizados.

Tabela 4
Valores da IEC 61643-32 para MOVs (Varistores de Óxido Metálico) de DPSs limitadores de tensão ou MOVs conectados em série a GDTs (Tubos de Descarga de Gás) na aplicação fotovoltaica de uma edificação onde a distância de separação não é mantida.

Classe de proteção contra descargas atmosféricas do LPL	Corrente máxima de surto de descarga atmosférica (10/350 μs)	Número de dispositivos de proteção externos							
		<4				≥4			
		Por modo de proteção		I_{total}		Por modo de proteção		I_{total}	
$I_{8/20}$	$I_{10/350}$	$I_{8/20}$	$I_{10/350}$	$I_{8/20}$	$I_{10/350}$	$I_{8/20}$	$I_{10/350}$		
I ou desconhecido	200 kA	17 kA	10 kA	34 kA	20 kA	10 kA	5 kA	20 kA	10 kA
II	150 kA	12,5 kA	7,5 kA	25 kA	15 kA	7,5 kA	3,75 kA	15 kA	7,5 kA
III ou IV	100 kA	8,5 kA	5 kA	17 kA	10 kA	5 kA	2,5 kA	10 kA	5 kA

Tabela 5
Valores da IEC 61643-32 para DPSs de comutação de tensão GDTs (Tubos De descarga de Gás) ou GDTs conectados em paralelo a MOVs (Varistores de Óxido Metálico) na aplicação fotovoltaica em uma edificação onde a distância de separação não é mantida.

Classe de proteção contra descargas atmosféricas do LPL	Corrente máxima de surto de descarga atmosférica (10/350 μs)	Número de dispositivos de proteção externos			
		<4		≥4	
		$I_{10/350}$	I_{total}	$I_{10/350}$	I_{total}
I ou desconhecido	200 kA	25 kA	50 kA	12,5 kA	25 kA
II	150 kA	18,5 kA	37,5 kA	9 kA	18 kA
III ou IV	100 kA	12,5 kA	25 kA	6,25 kA	12,5 kA

7.1.2.3 Linhas de dados

É necessário prestar atenção, uma vez que uma linha de telecomunicações frequentemente entra na central fotovoltaica, para o controle e monitoramento da central em si. Se as unidades de conversão de energia estiverem ligadas a linhas de dados e sensores, o DPS de categoria C para a linha de sinal em conformidade com a IEC 61643-21 deve também ser instalado no ponto 7 (Figura 79).

Tabela 6
Valores da IEC 61643-32 para DPSs limitadores de tensão e DPSs de comutação de tensão no lado de CC de sistemas fotovoltaicos independentes com inversor de energia central.

Classe de proteção contra descargas atmosféricas do LPL - Corrente máxima de surto de descarga atmosférica (10/350 μs)	DPSs no lado de CC I_{imp} em kA (10/350 μs), I_n em kA (8/20 μs)							
	DPSs limitadores de tensão				DPSs de comutação de tensão			
	MOV		MOV + GDT em série		GDT		MOV + GDT em paralelo	
	$I_{10/350}$	I_{total}	$I_{8/20}$	I_{total}	$I_{10/350}$	I_{total}	$I_{10/350}$	I_{total}
III ou IV	100 kA	5 kA	10 kA	15 kA	30 kA	10 kA	20 kA	

Tensão máxima de operação contínua U_{CPV}

A tensão máxima de operação contínua (U_{CPV}) do SPD deve ser superior à tensão máxima de circuito aberto do arranjo fotovoltaico (pelo menos igual à tensão máxima de circuito aberto do arranjo fotovoltaico).

Corrente nominal de curto-circuito I_{SCPV}

A fim de evitar possíveis perigos para as pessoas à propriedade causados por um arco elétrico em CC, a corrente nominal de curto-circuito (I_{SCPV}) do DPS deve ser igual ou superior à corrente máxima de curto-circuito disponível no arranjo fotovoltaico no ponto de instalação do DPS.

O DPS deve estar equipado com um dispositivo de proteção específico (normalmente um fusível) capaz de operar abaixo do nível de corrente fornecido pelo arranjo fotovoltaico³⁹.

Nível de proteção de tensão UP

Para definir corretamente o DPS de CC com o nível adequado de proteção de tensão (U_p), a tensão nominal de impulso U_w do equipamento deve ser conhecida.

O U_p deve ser em torno de 20% inferior à U_w .

$$U_p \leq 0.8 \cdot U_w$$

39
A menos que o DPS tenha meios internos para curto-circuitar o DPS, capaz de lidar com I_{SCPV} por um tempo ilimitado para alcançar um modo de falha seguro.

Equação 79

Anexo A – Novas tecnologias

Conteúdo

A.1 Células: desenvolvimento e tecnologias emergentes 112

A.2 Energia solar fotovoltaica de concentração (CPV) 115

A.3 Sistemas fotovoltaicos flutuantes 116

Anexo A – Novas tecnologias

A.1 Células: desenvolvimento e tecnologias emergentes

No parágrafo 1.3, a tecnologia sobre módulos de silício cristalino e sobre módulos de película fina já foi descrita. A redução de custos em processos de produção fotovoltaica é fundamental para o desenvolvimento de tecnologias no campo fotovoltaico. Abaixo, estão os principais desenvolvimentos tecnológicos de interesse a células e módulos de silício cristalino à base de wafer (c-Si):

- Redução do uso de polissilício por wafer: este objetivo pode ser alcançado ao produzir wafers mais finos, o que reduz a perda do corte e aumenta as taxas de reciclagem;
- Redução do material consumível utilizado na produção de células cristalinas: este objetivo pode ser alcançado ao reduzir as pastas/tintas de metalização que contêm prata (Ag) e alumínio (Al);
- Redução do consumo de matérias primas na produção de módulos fotovoltaicos: a indústria está reduzindo o consumo de material para interconexão de células e também a espessura do vidro utilizado como camada frontal de módulos fotovoltaicos.
- Melhoria da conversão de energia das células: para aumentar os desempenhos dos módulos, o setor está se empenhando em tecnologias de texturização das células, tecnologias de passivação da parte traseira das células, melhoria das tecnologias de emissores de fósforo para células do tipo p, melhoria de tecnologias para a dopagem de boro para células do tipo n, tecnologias de metalização da parte frontal das células, redução das perdas por resistência relacionada à interconexão de células (aumento do número de barramentos), melhorias na tecnologia de células bifaciais, melhoria na utilização do espectro solar (células solares de multijunção);
- Melhoria no esquema e dimensões de módulos fotovoltaicos: as dimensões das células aumentaram de 156 mm x 156 mm para 156,75 mm x 156,75 mm; os roteiros supõem que o formato maior de 161,75 mm x 161,75 mm obterá uma fatia de mercado significativa nos próximos anos.

Os principais desenvolvimentos tecnológicos de interesse às **tecnologias de películas finas (CIS, CIGS, CdTe, CZTS, a-Si)** são:

- Melhoria de tecnologias: para substituir/alterar a utilização de alguns materiais raros e estratégicos (por ex., Te, In, Ga, etc), estão sendo realizadas melhorias dos materiais utilizados em películas finas;
- Melhoria na eficiência de módulos: para ser competitivo em termos de custos em comparação com outras tecnologias, a indústria de películas finas reduzirá as zonas de interconexão não ativas e também reduzirá o mecanismo de degradação;
- Melhoria da conversão de energia: novos tipos de revestimentos anti-reflexo, anti-sujeira e anti-abrasivos estão em fase de desenvolvimento.

A CIGS é uma tecnologia plenamente desenvolvida; o seu uso em aplicações de BIPV está em crescimento; os laboratórios alcançaram 21 % de eficiência.

A a-Si é uma tecnologia plenamente desenvolvida, mas está em declínio; ela poderia ser utilizada em aplicações fotovoltaicas flexíveis e semitransparentes; os laboratórios alcançaram 10 % de eficiência.

A CdTe é uma tecnologia plenamente desenvolvida e o seu uso está em crescimento; ela pode ser utilizada em aplicações em grande escala em áreas quentes; os laboratórios alcançaram 21 % de eficiência.

Diversas novas tecnologias estão sendo tema de atividades de pesquisa e desenvolvimento.

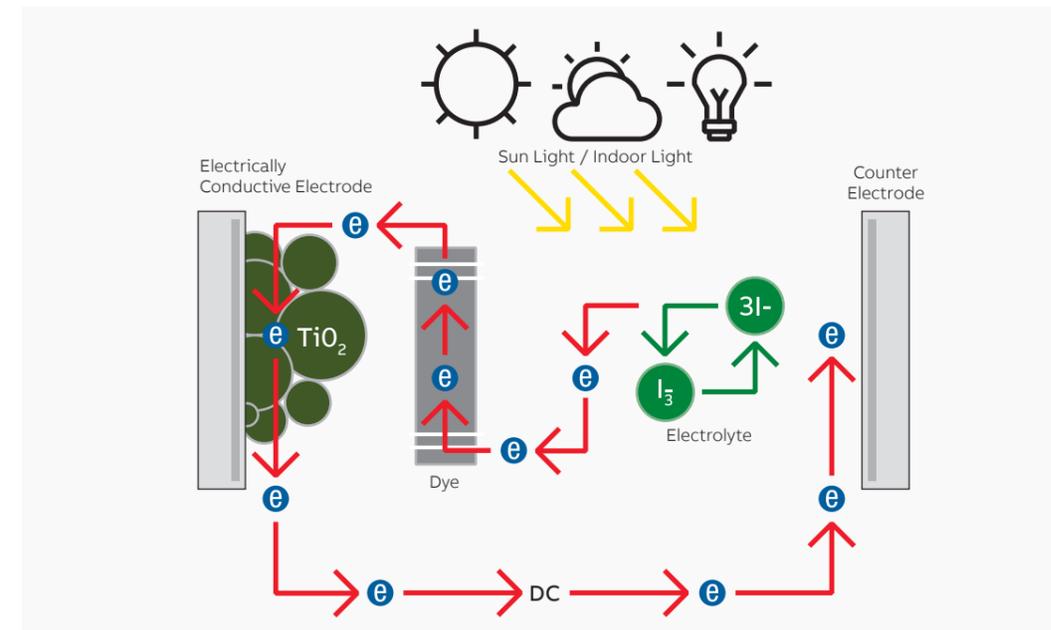
As células solares sensibilizadas por corante, DSSC, também são conhecidas como células Grätzel, que é o nome do seu inventor: a DSSC é baseada em material orgânico e é composta por uma camada frontal de vidro ou de plástico com poucos elementos colocados uns sobre os outros:

- um eletrodo transparente e condutor de película fina;
- uma camada nanocristalina porosa de dióxido de titânio semicondutor (TiO_2);
- moléculas de corantes (complexos organometálicos de rutênio) distribuídas sobre a superfície do TiO_2 ;
- um eletrólito formado por um solvente orgânico e um redox, como o iodeto/trióxido;
- um contraeletrodo catalisado por platina.

Figura 81
Esquemas de células DSSC

O corante é o material fotoativo da DSSC; ele pode produzir eletricidade quando é sensibilizado pela luz.

O corante capta os fótons da luz que entra (luz solar e luz artificial do ambiente) e utiliza a sua energia para excitar os elétrons (o seu comportamento é similar ao da clorofila na fotossíntese). Os elétrons excitados são injetados no dióxido de titânio (TiO_2). Os elétrons são conduzidos para longe pelo dióxido de titânio nanocristalino. O eletrólito químico fecha o circuito para que os elétrons retornem ao corante.

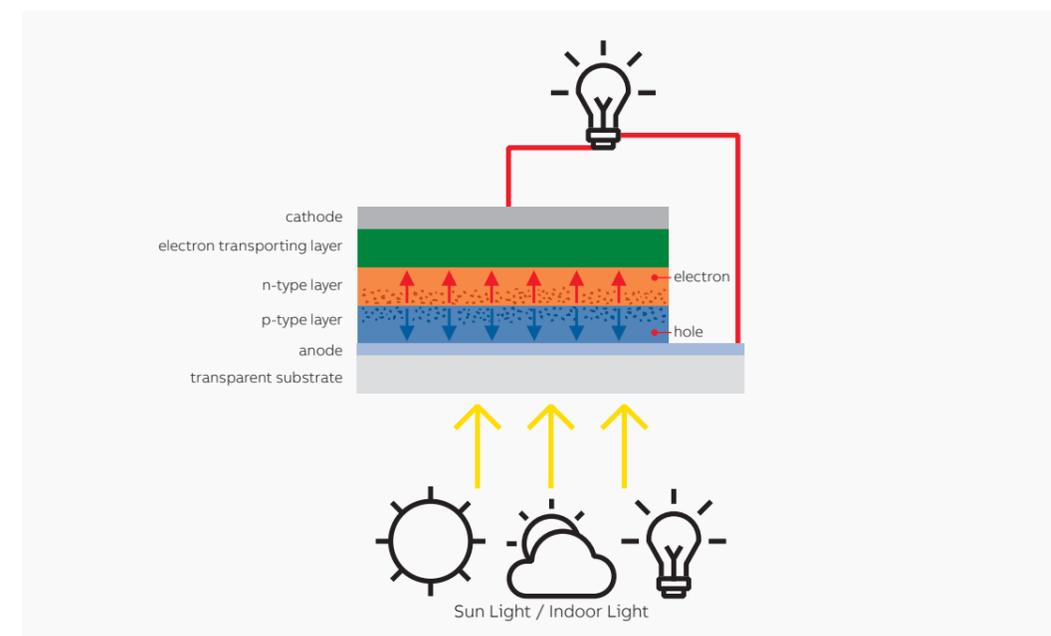


O limite teórico da eficiência de conversão fotoelétrica da DSSC, com o uso de uma configuração de ligação simples e sob condições padrão de teste (STC), é de 32%. Uma DSSC tandem de dois níveis pode alcançar 46 % de eficiência. Nos laboratórios, uma eficiência de 12 % já foi alcançada pela célula DSSC.

A DSSC é uma tecnologia de nicho: é atraente por ser colorida.

Células solares orgânicas (OSC) ou fotovoltaicas orgânicas (OPV): a deposição em vácuo é utilizada para produzir células solares orgânicas com o uso de materiais de baixo peso molecular. Os materiais orgânicos que possuem condutividades do tipo p e do tipo n são depositados sobre um eletrodo transparente e, em seguida, um eletrodo metálico é depositado sobre eles.

Figura 82
Esquemas de células OSC



A luz solar é absorvida pelas camadas orgânicas na OSC e as excitações geradas pela absorção da luz são dissociadas em elétrons e orifícios na interface entre as camadas orgânicas do tipo p e do tipo n. Os elétrons e orifícios são coletados nos eletrodos superiores e inferiores, respectivamente, e a eletricidade é gerada. São alguns exemplos de materiais orgânicos que podem ser utilizados para aplicações fotovoltaicas: P3HT, ftalocianina, PCBM e corante de rutênio N3. Nas células híbridas, o material ativo pode ser uma mistura de moléculas orgânicas e nanopartículas de compostos inorgânicos (por ex., nanotubos de carbono). Os semicondutores orgânicos têm as capacidades necessárias para alcançar a médio-longo prazo o objetivo de produzir painéis fotovoltaicos baratos, já que podem ser sintetizados e depois depositados, a baixas temperaturas e com um baixo custo industrial, em uma grande área e também em subcamadas flexíveis. Por enquanto, o principal limite desta tipologia é a sua eficiência de conversão (<10 % para um módulo em miniatura).

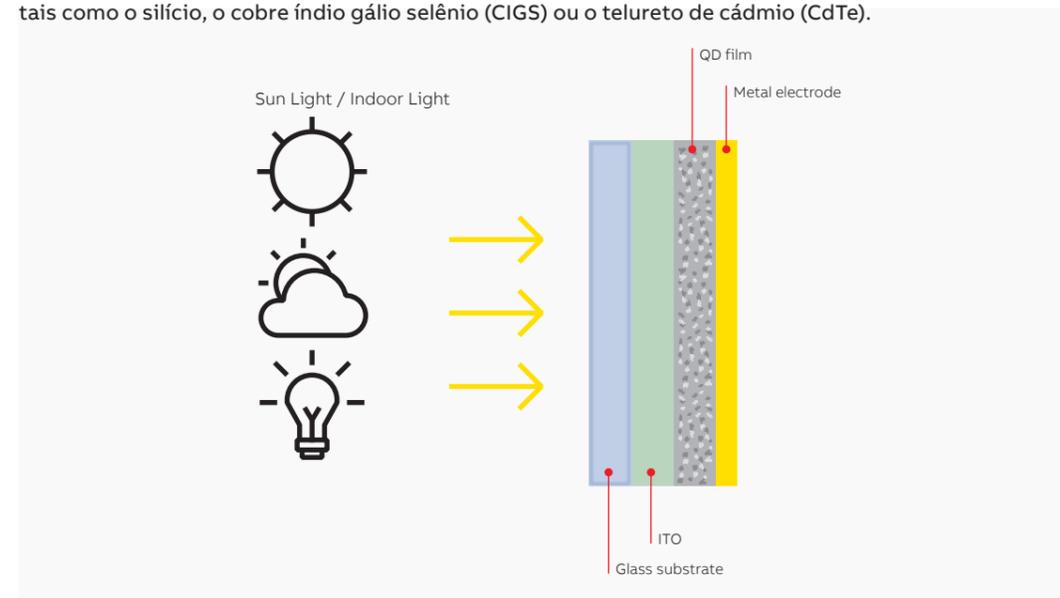
A OSC é uma tecnologia piloto de nicho: é atraente por ser colorida.

Células solares de perovskita As células fotovoltaicas de películas feitas com perovskita ainda não estão sendo produzidas, mas essa tecnologia fez um progresso significativo nos últimos anos. Devido ao seu potencial de produção de baixíssimo custo e à sua lacuna na banda ideal para a formação em tandem com silício cristalino, pode revolucionar a geração de energia fotovoltaica. As células solares de perovskita podem ser feitas com ou sem chumbo.

Os laboratórios alcançaram uma eficiência de 16 % para o módulo solar de perovskita em miniatura.

A célula solar de ponto quântico (QDSC) é um tipo de célula solar que utiliza pontos quânticos como material fotovoltaico de absorção. Tem o potencial de aumentar em até 66% a eficiência de conversão termodinâmica máxima alcançável da conversão fotovoltaica. Ela tenta substituir os materiais a granel, tais como o silício, o cobre índio gálio selênio (CIGS) ou o telureto de cádmio (CdTe).

Figura 83
Esquemas de
células QDSC



A película de pontos quânticos é atraente para as células solares de multijunção, onde vários materiais são utilizados para melhorar a eficiência através da captação de várias porções do espectro solar.

Os laboratórios alcançaram uma conversão de 14 % para a QDSC.

A tecnologia fotovoltaica **III-V (pronunciada três cinco)** é uma tecnologia de película fina (os materiais semicondutores são depositados em um substrato), com as mais altas eficiências de conversão sob condições de teste padrão de um sol e condições de sol concentrado. A tecnologia fotovoltaica III-V é muito cara. Tais células são normalmente utilizadas para aplicações espaciais e na tecnologia de concentradores, onde o alto desempenho é mais importante que o custo. Os materiais da III-V são baseados em elementos com três elétrons de valência, tais como o alumínio (Al), o gálio (Ga) ou o índio (In) e em elementos com cinco elétrons de valência, tais como o fósforo (P) ou o arsênio (As). Foram explorados diversos materiais semicondutores diferentes: arsenieto de gálio (GaAs), fosfeto de gálio (GaP), fosfeto de índio (InP), arsenieto de índio (InAs), GaInAs, GaInP, AlGaInAs e AlGaInP. Os dispositivos fotovoltaicos com a tecnologia III-V podem alcançar eficiências altíssimas quando empregam o conceito de multijunção, o que significa que mais de uma lacuna na banda é utilizada.

A.2 Energia solar fotovoltaica de concentração (CPV)

A energia solar fotovoltaica de concentração (CPV) é uma tecnologia fotovoltaica que concentra a luz solar em células solares pequenas e altamente eficientes. A classificação dos sistemas de concentração pode ser realizada de acordo com diversos critérios:

- O nível de concentração;
- O sistema de resfriamento: passivo ou ativo;
- O componente ótico: lentes ou espelho;
- A forma dos componentes óticos: foco pontual, linear, etc;
- O material das células ou a sua estrutura: silício, semicondutores III-V, junção única, multijunção;
- A estratégia de rastreamento: dois eixos, eixo único, estacionário, quase-estacionário, etc.

O princípio fundamental da CPV é reduzir a ocupação da instalação fotovoltaica no terreno e reduzir o custo nivelado de eletricidade (LCOE). A energia solar fotovoltaica de concentração implica em um design e uma engenharia de centrais mais complexos, devido:

- à necessidade de instalar as centrais em áreas com elevada radiação solar direta, o que torna a análise das características do local muito difíceis na fase de design e reduz o número de áreas adequadas para tais centrais;
- à necessidade de um sistema de rastreamento preciso para manter o módulo o mais perpendicular possível à radiação solar direta;
- à necessidade de um sistema de resfriamento para as células devido à alta temperatura que elas podem alcançar decorrente do aumento da irradiação; a temperatura operacional deve ser mantida abaixo de 200-250°C através de sistemas de resfriamento a ar (permutadores de calor de placas aletadas) ou sistemas de resfriamento por líquido (com microtubos e a possibilidade de utilizar o calor recebido para a cogeração).

Os sistemas de CPV são categorizados de acordo com a concentração solar, medida em "sóis":

- Energia fotovoltaica de baixa concentração (LCPV): a concentração solar da LCPV é de 2 a 100 sóis. Normalmente, a LCPV utiliza células solares de silício convencionais ou modificadas. O resfriamento das células é obtido com um sistema passivo de resfriamento.
- Energia fotovoltaica de média concentração: a concentração solar da energia fotovoltaica de média concentração é de 100 a 300 sóis. O resfriamento das células pode ser passivo ou ativo; este tipo de CPV precisa ser instalado em um rastreador solar de 2 eixos para otimizar o foco da CPV nas células solares.
- Energia fotovoltaica de alta concentração (HCPV): a concentração solar da HCPV é de 300 a 1000 sóis (ou mais). O resfriamento das células geralmente é ativo; este tipo de sistema CPV precisa ser instalado em um rastreador solar de 2 eixos para otimizar o foco da CPV nas células solares. As células solares multijunção são utilizadas com frequência, pois são mais eficientes e possuem coeficientes de temperatura mais baixos.

Os CPV são sistemas complexos utilizados somente para instalações em grande escala; vários padrões foram desenvolvidos para garantir a segurança, estabilidade e desempenho dos sistemas CPV:

- IEC 62108 - Módulos e estruturas de energia solar fotovoltaica de concentração (CPV) - Qualificação de design e homologação;
- Série IEC 62670 - Concentradores de energia solar fotovoltaica (CPV) - Teste de desempenho;
- IEC 62688 - Módulos e estruturas de energia solar fotovoltaica de concentração (CPV) - Qualificação de segurança;
- IEC 62925 - Módulos de energia solar fotovoltaica de concentração (CPV) - Testes de ciclos térmicos para diferenciar o aumento da durabilidade à fadiga térmica;
- IEC 62817 - Sistemas fotovoltaicos - Qualificação de design de rastreadores solares;
- UL 3703 - Padrão para rastreadores solares;
- UL 8703 - Resumo da investigação de módulos e estruturas de energia solar fotovoltaica de concentração.

As vantagens da CPV são:

- Alta eficiência sob radiação direta normal;
- Baixos coeficientes de temperatura;
- Produção de energia intensificada e estável durante o dia todo graças ao rastreamento (de dois eixos);
- Baixo tempo de retorno sobre o investimento em energia;
- Possível uso duplo do terreno, por ex., para agricultura, baixo impacto ambiental;
- Um maior potencial para aumentos de eficiência no futuro, em comparação com os sistemas de placa plana de junção única, pode levar a mais melhorias no uso da área do terreno, nos custos de BOS e nos custos de BOP.

A desvantagens da CPV são:

- a HCPV não pode utilizar radiação difusa. a LCPV pode utilizar somente uma fração da radiação difusa;
- é necessário rastrear com precisão e confiabilidade suficientes;
- perdas óticas;
- pode exigir a limpeza frequente para mitigar as perdas por sujeira, dependendo do local.

A.3 Sistemas fotovoltaicos flutuantes

Na geração de energia solar flutuante ou FPV (energia fotovoltaica flutuante), os arranjos de painéis solares estão localizados em uma estrutura que flutua em um corpo d'água, geralmente uma bacia artificial ou um lago.

Os motivos para o desenvolvimento deste sistema são:

- não ocupa terrenos;
- economia de água e qualidade da água: a cobertura parcial das bacias pode reduzir a evaporação da água.
- instalação e retirada de operação: não são utilizadas estruturas fixas para a instalação; não são necessários bases; a instalação pode ser totalmente reversível.
- resfriamento: uma fina camada de água que circula sobre a superfície do painel mantém a temperatura do módulo em valores que garantem a máxima eficiência. Isso aumenta a produção anual de energia em aproximadamente 10 %, o que supera o consumo da bomba, garantindo o resfriamento;
- rastreamento solar: devido ao fato de a plataforma flutuante poder operar como rastreador solar com um grau de liberdade, movendo-se na direção leste-oeste durante o dia, garantindo, portanto, um aumento na produtividade anual de até 25 %.

Entretanto, existem algumas desvantagens que ainda dificultam o uso de sistemas flutuantes:

- ainda são desconhecidos os efeitos, por longos períodos, do fluxo constante de água sobre os módulos e de sua interação com a vegetação aquática e os animais selvagens;
- custos adicionais (cerca de 0,8 €/W) decorrentes da estrutura flutuante e dos sistemas de rastreamento de resfriamento: um aumento de cerca de 50 % no custo total, em comparação com uma instalação do mesmo tamanho em um telhado ou no solo.

Anexo B – Exemplos de design de centrais fotovoltaicas

Introduction

B.1 PV plant with central inverters (3-4MW)

120

B.1.1	Inclination and orientation of the modules	120
B.1.2	Site reference temperature	121
B.1.3	PV module type selection	121
B.1.4	Array physical configurations	122
B.1.5	Inverter size selection	124
B.1.6	Determining the Maximum Number of PV Modules per String	125
B.1.7	Determining the Minimum Number of PV Modules per String	125
B.1.8	Number of PV Modules per String	125
B.1.9	Definitive inverter layout	126
B.1.10	DC Combiner boxes	126
B.1.11	Choice of string cables	131
B.1.12	DC recombiner boxes	133
B.1.13	Choice cables between combiner boxes and recombiner boxes	134
B.1.14	Choice cables between recombiner boxes and inverter	136
B.1.15	AC side	138

B.2 PV plant with string inverters (2MW)

B.2.1	Inclination and orientation of the modules	139
B.2.2	Site reference temperature	139
B.2.3	PV module type selection	140
B.2.4	Array physical configurations	141
B.2.5	Inverter size selection	142
B.2.6	Determining the Maximum Number of PV Modules per String	142
B.2.7	Determining the Minimum Number of PV Modules per String	142
B.2.8	Number of PV Modules per String	143
B.2.9	Definitive inverter layout	143
B.2.10	DC Combiner boxes	143
B.2.11	Choice of string cables	144
B.2.12	Inverter AC output	145
B.2.13	Choice of inverter AC cable	145
B.2.14	AC combiner box	145
B.2.14.1	Circuit-breaker on the AC side of the inverter	146
B.2.14.2	SPD	146
B.2.14.3	LV AC side main circuit-breaker	146
B.2.15	MV line and protections	146

Anexo B – Exemplos de design de centrais fotovoltaicas

Introdução

Veja dois exemplos de design de uma central fotovoltaica de grande escala conectada à rede de transmissão.

O primeiro exemplo refere-se a uma central fotovoltaica de grande escala conectada à rede de transmissão, concebida com o uso de inversores centrais. O segundo exemplo refere-se a uma central fotovoltaica de grande escala conectada à rede de transmissão, concebida com o uso de inversores string. Nos dois casos, as centrais fotovoltaicas são conectadas à rede de média tensão pública de distribuição. Nos dois casos, é utilizado um sistema de aterramento IT no lado de CC.

De acordo com a IEC 62548, deve ser fornecido um meio de medir a resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico à terra: ele pode ser incluído no inversor; seja como for, a existência de um dispositivo de medição do isolamento deve ser verificada. Finalmente, nas duas situações, supõe-se que a corrente presumida de curto-circuito fornecida pela rede de distribuição seja trifásica de 12,5 kA.

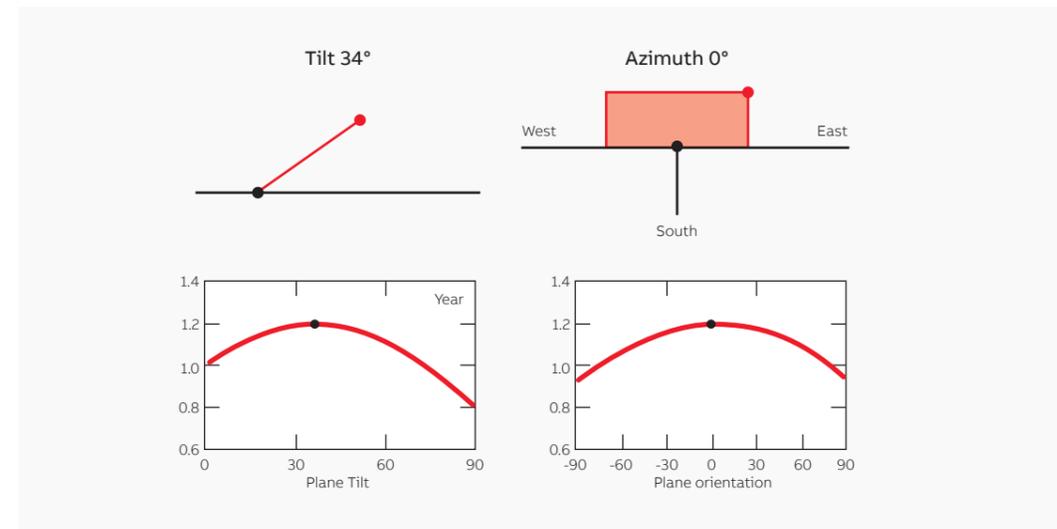
B.1 Central fotovoltaica com inversores centrais (3-4MW)

Desejamos realizar a concepção de uma central fotovoltaica em grande escala conectada à rede de transmissão; ela deve ser conectada à rede de média tensão da concessionária (20 kV / 50 Hz). A central fotovoltaica será montada no solo com um arranjo fotovoltaico independente fixo; ela estará localizada em um terreno na região central da Itália, próximo à cidade de Roma. O terreno é completamente plano e possui 6,6 hectares.

B.1.1 Inclinação e orientação dos módulos

Os módulos fixos serão orientados para o sul e, então o ângulo Azimutal (γ) será 0. O ângulo de inclinação ideal (inclinação dos módulos fotovoltaicos) em Roma (41°53'N 12°12'E) que fornece a maior saída de energia para o ano todo, supondo-se que o ângulo de inclinação permaneça fixo durante o ano todo, é de 34° (o ângulo de inclinação ideal pode ser calculado por uma ferramenta online gratuita de calculadora solar fotovoltaica: por exemplo, a PVGIS http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP)

Figura 84
Ângulo de inclinação e orientação ideais



B1.2 Temperatura de referência do local

A temperatura máxima e mínima que podem ser esperadas no local da instalação fotovoltaica são necessárias para o design das strings (de acordo com a IEC 60364-7-712).

As temperaturas das células solares dependem do sistema de montagem selecionado e da temperatura ambiente. Para uma instalação montada no solo com ângulo de inclinação, a ΔT entre a temperatura ambiente e da célula é de +30 °C.

A temperatura ambiente máxima no local da instalação fotovoltaica próximo à Roma é estimada (de acordo com os bancos de dados meteorológicos) em 31 °C, então a temperatura máxima da célula que deve ser utilizada para o dimensionamento da string na instalação fotovoltaica montada no solo é de 61 °C.

A temperatura ambiente mínima no local da instalação fotovoltaica próximo à Roma é estimada (de acordo com os bancos de dados meteorológicos) em -3 °C, então a temperatura mínima da célula que deve ser utilizada para o dimensionamento da string na instalação fotovoltaica montada no solo é de -3 °C.

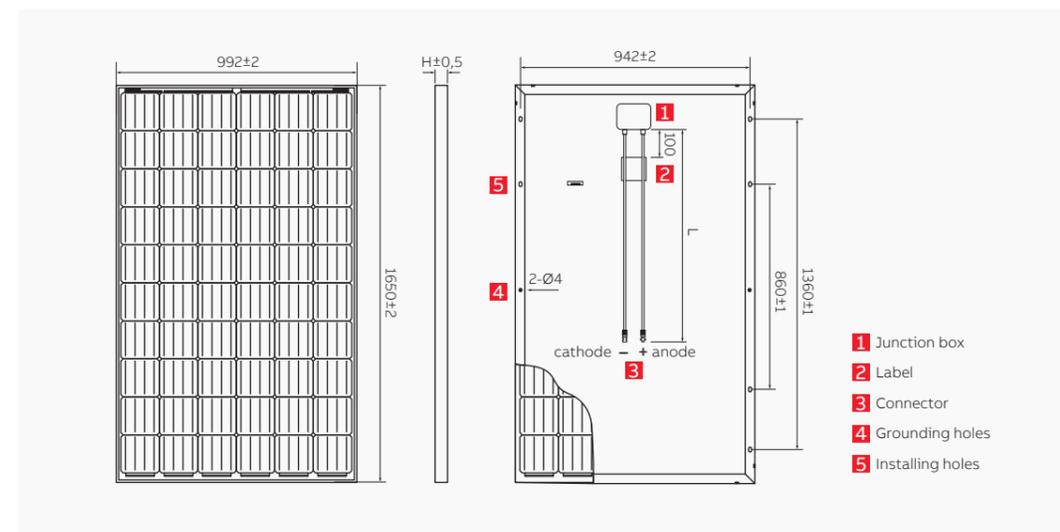
B.1.3 Seleção do tipo de módulo fotovoltaico

Para dimensionar o campo fotovoltaico de acordo com a disponibilidade de terreno, o tipo de módulo fotovoltaico deve ser selecionado.

Figura 85
Dados do módulo fotovoltaico

PV MODULE DATA	
Verify the specifications of the panel in the database and compare them with the correct data sheet If your panel is not present, you can manually edit the specifications ("Edit" button) to complete the configuration and the amendment of the panel is not saved in the database, but it is valid only for the session in progress.	
Manufacturer: PV Module manufacturer A <input type="button" value="Edit"/>	
Model: 300W PV module – 60 monocrystalline cells	
Nominal Power [W]: 300	Grounding: N/D
Open Circuit Voltage - Voc [V]: 40.10	Short Circuit Current - Isc [A]: 9.72
Max Power Voltage - Vmp [V]: 32.60	Max Power Current - Imp [A]: 9.21
Temperature coeff. Voc [V/°C]: -0.12	Temperature coeff. Isc [mA/°C]: 4.61
[%/°C]: -0.299	[%/°C]: 0.047
Max.Sys.Volt (IEC) [V]: 1500	Temperature coeff. Pmax [%/°K]: -0.39

Figura 86
Dimensões do tipo de
módulo selecionado



Determinação do V_{OC} máx. do módulo fotovoltaico (de acordo com a IEC 60364-7-712)

A tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC\ MAX}$) do módulo fotovoltaico selecionado (60 células monocristalinas de 6" com potência nominal de 300W em STC) é de 40,10 V em STC (Condições Padrão de Teste).

A temperatura ambiente mínima em Roma (Itália) é de -3 °C.

O coeficiente de temperatura (β) da tensão do módulo fotovoltaico acima é de -0,299 [%/K].

$$V_{OC\ MAX} = 40.10 \cdot [1 + (-0.299\%) \cdot ((-3) - 25)] = 40.10 \cdot [1 - 0.00299 \cdot (-3 - 25)]$$

$$V_{OC\ MAX} = 40.10 \cdot [1 + 0.00299 \cdot 28] = 43.45\ V$$

Equação 80

Determinação do V_{MPP} mín. do módulo fotovoltaico

A tensão MPP mínima ($V_{MPP\ min}$) do módulo fotovoltaico selecionado (60 células monocristalinas de 6" com potência nominal de 300W em STC) é de 32,60 V.

A temperatura ambiente máxima em Roma (Itália) é de 31 °C e, então, a temperatura máxima da célula que deve ser utilizada para o dimensionamento da string na instalação fotovoltaica montada no solo é de 61 °C.

O coeficiente de temperatura (β) da tensão do módulo fotovoltaico acima é de -0,299 [%/K].

$$V_{MPP\ min} = 32.6 \cdot [1 + (-0.299\%) \cdot (61 - 25)] = 32.6 \cdot [1 - 0.00299 \cdot (36)]$$

$$V_{MPP\ min} = 32.6 \cdot [1 - 0.00299 \cdot 36] = 29.09\ V$$

Equação 81

B.1.4 Configurações físicas do arranjo

Durante a fase de concepção, os efeitos de autossombreamento devem ser considerados no sistema fotovoltaico montado em solo com arranjos fotovoltaicos independentes fixos. As perdas por autossombreamento são causadas por uma fileira anterior de módulos fotovoltaicos e se aplica a todas as fileiras de módulos fotovoltaicos, exceto a primeira. Com um planejamento criterioso, as perdas por autossombreamento podem ser reduzidas a um mínimo. O designer fotovoltaico utiliza diversas suposições para definir a distância d mínima entre as fileiras vizinhas.

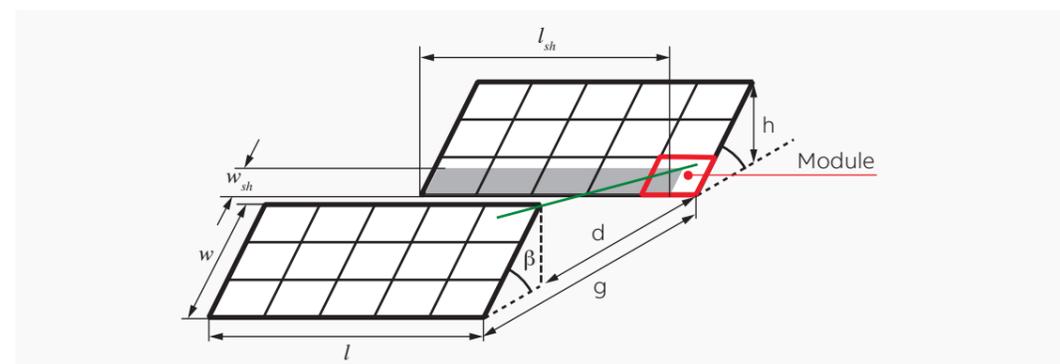


Figura 87
distância entre as
fileiras vizinhas –
espaçamento de fileiras

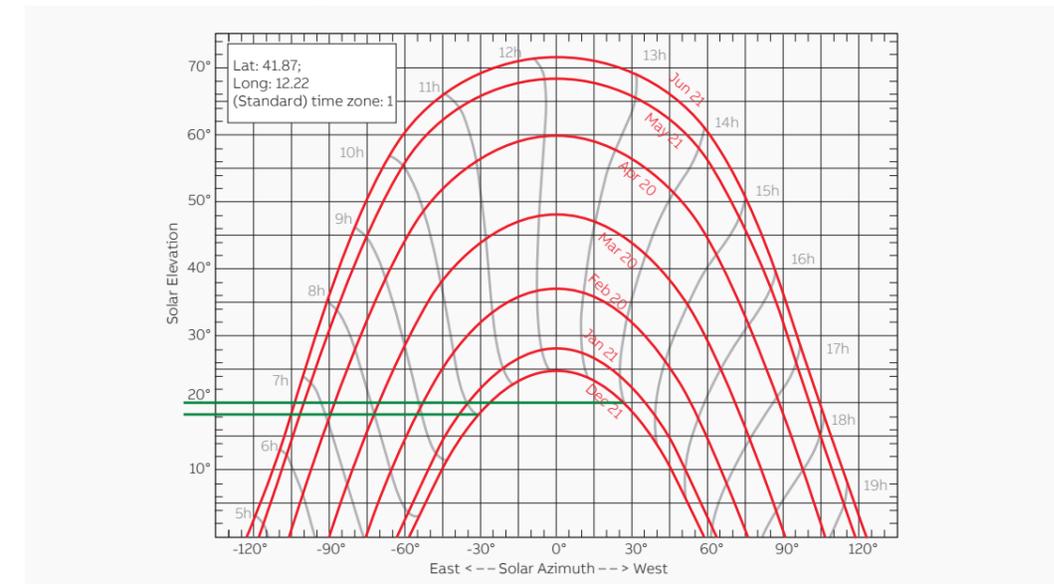
Para calcular o espaçamento entre fileiras (d) para o seu painel, é necessário calcular a diferença de altura (h) da parte traseira do módulo até a superfície. Para fazer isto, siga o cálculo abaixo:

Equação 82

$$h = w \cdot \sin \beta$$

A diferença de altura depende estritamente do posicionamento do módulo fotovoltaico no painel. Outro parâmetro necessário para calcular o espaçamento das fileiras é a elevação do sol. Para evitar o sombreamento entre às 10:00 e às 14:00 no dia 21 de dezembro (solstício de inverno) em um ângulo de inclinação do módulo, a elevação do sol poderia ser identificada pelos gráficos da trajetória solar nas coordenadas cartesianas (Figura 88).

Figura 88
trajetória solar na
latitude 41,871730 e
latitude 12,217600



Às 10:00, no local da instalação fotovoltaica, a elevação do sol (θ) é de cerca de 18°. Às 14:00, no local da instalação fotovoltaica, a elevação do sol (θ) é de cerca de 20°. A elevação mínima é de 18°.

Então, o espaçamento de fileiras é:

$$d = h / \tan \theta$$

Equação 83

Caso o painel com inclinação de 34° seja composto por 2 módulos em posição retrato (vertical)

Figura 89
painel do módulo
fotovoltaico e posição
retrato (vertical)



A largura do painel é:

$$w = 2 \cdot h_{module} = 2 \cdot 1.65\ m = 3.30\ m$$

Equação 84

A diferença de altura é:

$$h = w \cdot \sin \beta = 3.30\ m \cdot \sin 34 = 1.84\ m$$

Equação 85

Então, o espaçamento de fileiras é:

$$d = \frac{h}{\tan \theta} = \frac{1.84\ m}{\tan 18} = 5.66\ m$$

Equação 86

E a largura da fileira é:

$$g = d + w \cdot \cos \beta = 5.66\ m + 3.30\ m \cdot \cos 34 = 5.66\ m + 2.73\ m = 8.39\ m$$

Equação 87

Caso o painel com inclinação de 34° seja composto por 3 módulos em posição paisagem (horizontal)

Figura 90
painel do módulo
fotovoltaico e posição
paisagem (horizontal)



A largura do painel é:

Equação 88

$$w = 3 \cdot w_{module} = 3 \cdot 0.992 \text{ m} = 2.976 \text{ m}$$

A diferença de altura é:

Equação 89

$$h = w \cdot \sin \beta = 2.976 \text{ m} \cdot \sin 34 = 1.66 \text{ m}$$

Então, o espaçamento de fileiras é:

Equação 90

$$d = \frac{h}{\tan \theta} = \frac{1.66 \text{ m}}{\tan 18} = 5.10 \text{ m}$$

E a largura da fileira é:

Equação 91

$$g = d + w \cdot \cos \beta = 5.10 \text{ m} + 2.976 \text{ m} \cdot \cos 34 = 5.66 \text{ m} + 2.47 \text{ m} = 8.13 \text{ m}$$

De acordo com estes valores e com o desempenho do módulo fotovoltaico em si, a ocupação do terreno é de cerca de 15 m² / kW.

Isto significa que, ao considerar o espaço para as cabines e estradas internas, em um terreno de 6,6 hectares poderiam ser instalados cerca de 4,4 MW de módulos fotovoltaicos monocristalinos.

B.1.5 Seleção do tamanho do inversor

A seleção do inversor e do seu tamanho é realizada de acordo com a potência nominal do gerador fotovoltaico. De acordo com o terreno disponível (6,6 hectares) e com a ocupação do terreno informada acima, a potência nominal do gerador fotovoltaico ($P_{DC PV GEN}$) é de 4,4 MW. Para utilizar os inversores centrais, a melhor opção é utilizar 2 inversores centralizados com um $P_{DC Max Inverter} = 3,200 \text{ MW}$ e $P_{AC Max Inverter} = 2,2 \text{ MVA}$

Figura 91
Dados do inversor

Entrada (CC)	
Potência fotovoltaica máxima recomendada ($P_{PV, max}$) ¹⁾	3200 kWp
Corrente CC máxima ($I_{max(DC)}$)	2400 A
Faixa de tensão CC, mpp ($U_{DC, mpp}$) a 35 °C	935 a 1500 V
Faixa de tensão CC, mpp ($U_{DC, mpp}$) a 50 °C	935 a 1100 V
Tensão CC máxima ($U_{max(DC)}$)	1500 V
Número de rastreadores MPPT	1
Número de entradas de CC protegidas	8 ²⁾ a 24 (+/-)
Saída (CA)	
Potência máxima ($S_{max(AC)}$) ³⁾	2200 kVA
Potência nominal ($S_{N(AC)}$) ⁴⁾	2000 kVA
Corrente CA máxima ($I_{max(AC)}$)	1925 A
Corrente CA nominal ($I_{N(AC)}$)	1750 A
Tensão nominal de saída ($U_{N(AC)}$) ⁵⁾	660 V
Frequência de saída ⁶⁾	50/60 Hz
Distorção harmônica, corrente ⁶⁾	< 3%
Tipo de rede de distribuição ⁷⁾	TN e IT

Eficiência	
Máximo ⁸⁾	98,8%
Euro-eta ⁸⁾	98,6%
Eficiência CEC ⁹⁾	98,5%
Consumo de energia	
Autoconsumo em operação normal	≤ 2500 W
Consumo em modo de espera	235 W
Fonte de tensão auxiliar ¹⁰⁾	Externa, monofásica

1) A relação CC/CA acima de 1,6 pode diminuir os intervalos de manutenção

2) Por padrão

3) A 35 °C

4) A 50 °C

5) ±10%

6) À potência nominal

7) O lado do inversor deve ser do tipo IT

8) Sem consumo de energia auxiliar à mín U_{DC}

9) Com energia auxiliar incluída

10) Interna, opcional

B.1.6 Determinação do número máximo de módulos fotovoltaicos por string

De acordo com a tensão máxima de circuito aberto informada acima, à temperatura ambiente mínima em Roma ($V_{OC MAX} = 43,45 \text{ V}$), o número máximo de módulos fotovoltaicos conectados em série que poderia ser conectado ao inversor é:

Equação 92

$$N_{MAX Module} \leq \frac{V_{MAX Inverter}}{V_{OC MAX Module}} = \frac{1500}{43.45} = 34.52$$

A tensão máxima do sistema de todos os componentes do sistema fotovoltaico (caixas de derivação, interruptor, conectores, cabos, módulos fotovoltaicos, etc.) deve ser compatível com a tensão de máxima de entrada do inversor (1500 V).

A tensão máxima do sistema dos módulos fotovoltaicos selecionados é de 1500 V e, portanto, os módulos são compatíveis com a tensão máxima de entrada do inversor.

B.1.7 Determinação do número mínimo de módulos fotovoltaicos por string

Caso a tensão da string caia abaixo da tensão MPP mínima do inversor (935 V), não é possível o rastreamento do MPP ou podem ocorrer perdas de rendimento. O número mínimo de módulos fotovoltaicos conectados em série para garantir que a tensão da string na condição de MPP esteja sempre acima da tensão MPP mínima do inversor é:

Equação 93

$$N_{min mod} \geq \frac{V_{min MPPT Inverter}}{V_{MPP min Module}} = \frac{935}{29.09} = 32.14$$

B.1.8 Número de módulos fotovoltaicos por string

O inversor fotovoltaico selecionado está equipado com um único MPPT.

O número de módulos fotovoltaicos por string não deve:

- ultrapassar do número máximo de módulos fotovoltaicos por string (34);
- ser menor que o número mínimo de módulos fotovoltaicos por string (33).

Determinação da corrente máxima do módulo fotovoltaico

Equação 94

$$I_{SC OPC MAX Module} = I_{SC STC} \cdot [1 - \alpha \cdot (25 - T_{cell})] = 9.72 \cdot [1 - 0.00047 \cdot (25 - 61)] = 9.88 \text{ A}$$

Determinação da corrente máxima da string fotovoltaica

Equação 95

$$I_{SC OPC MAX Module} = I_{SC OPC MAX string} = 9.88 \text{ A}$$

Determinação do número de strings

O número máximo de strings que podem ser conectadas ao único MPPT é:

Equação 96

$$N_{MAX string} \leq \frac{I_{Max input}}{I_{SC OPC MAX string}} = \frac{2400}{9.88} = 242.91$$

B.1.9 Esquema definitivo do inversor

Para otimizar o cabeamento dos módulos, é uma prática recomendada considerar as configurações físicas do arranjo (configuração do painel) na seleção das dimensões da string.

Opção 1

O campo fotovoltaico é dividido em 2 subsistemas iguais; cada subsistema é equipado com 1 inversor. Caso o painel seja composto por 2 módulos na posição retrato (vertical), para maximizar a potência conectada, a melhor opção de enfileiramento é:

- 216 strings de 34 módulos fotovoltaicos conectadas ao inversor 1 (2203.2 kW);
- 216 strings de 34 módulos fotovoltaicos conectadas ao inversor 2 (2203.2 kW);

De acordo com esta configuração, a potência total do campo fotovoltaico é de 4,4064 MW.

Opção 2

O campo fotovoltaico é dividido em 2 subsistemas iguais; cada subsistema é equipado com 1 inversor. Caso o painel seja composto por 3 módulos na posição paisagem (horizontal), para maximizar a potência conectada, a melhor opção de enfileiramento é:

- 224 strings de 33 módulos fotovoltaicos conectadas ao inversor 1 (2217.6 kW);
- 224 strings de 33 módulos fotovoltaicos conectadas ao inversor 2 (2217.6 kW);

De acordo com esta configuração, a potência total do campo fotovoltaico é de 4,4352 MW.

B.1.10 Caixas de derivação de CC

A conexão em série dos módulos é realizada nos próprios módulos, enquanto a conexão paralela das strings é realizada dentro das caixas de derivação, que também acomodam, em conjunto com os sistemas de interconexão, os dispositivos de proteção contra sobrecorrente, seccionadores e dispositivos de proteção contra surtos.

As caixas de derivação formam subsistemas, que podem ser padronizados de acordo com número de strings, tensão e corrente nominal.

Opção 1

Cada um dos subsistemas é formado por 216 strings de 34 módulos fotovoltaicos. As 216 strings são conectadas em 4 grupos de 54 strings.

Seja como for, as 54 strings podem ser conectadas a 4 caixas de derivação equipadas com 16 entradas de strings (serão utilizadas 13 ou 14 entradas de strings). Ao selecionar a caixa de derivação, deve-se considerar:

- A tensão máxima do sistema de todos os componentes deve ser compatível com a tensão máxima de entrada do campo fotovoltaico. Neste caso, a tensão máxima do sistema deve ser de 1500 V;
- A corrente térmica convencional ao ar livre (ith) do seccionador deve ser compatível com a corrente máxima das strings conectadas. Neste caso, 14 strings são conectadas e, então:

$$I_{th} > 14 \cdot I_{SC\ MAX\ string} = 14 \cdot 9.88\ A = 138.32\ A$$

- A caixa de derivação deve ser equipada com DPSs do tipo 1;
- Os fusíveis instalados nos porta-fusíveis⁴⁰ devem ser do tipo gPV com uma corrente I_n máxima;

$$1.5 \cdot I_{sc} \leq I_n < 2.4 \cdot I_{sc}$$

$$1.5 \cdot 9.72\ A \leq I_n < 2.4 \cdot 9.72\ A$$

$$14.58\ A \leq I_n < 23.32\ A$$

Além disso, a ficha técnica do módulo fotovoltaico informa que a capacidade nominal máxima de fusíveis em série dos módulos é de 15 A.

$$I_n < I_{rev\ module} = 15\ A$$

Equação 97

Equação 98

Equação 99

Equação 100

Equação 101

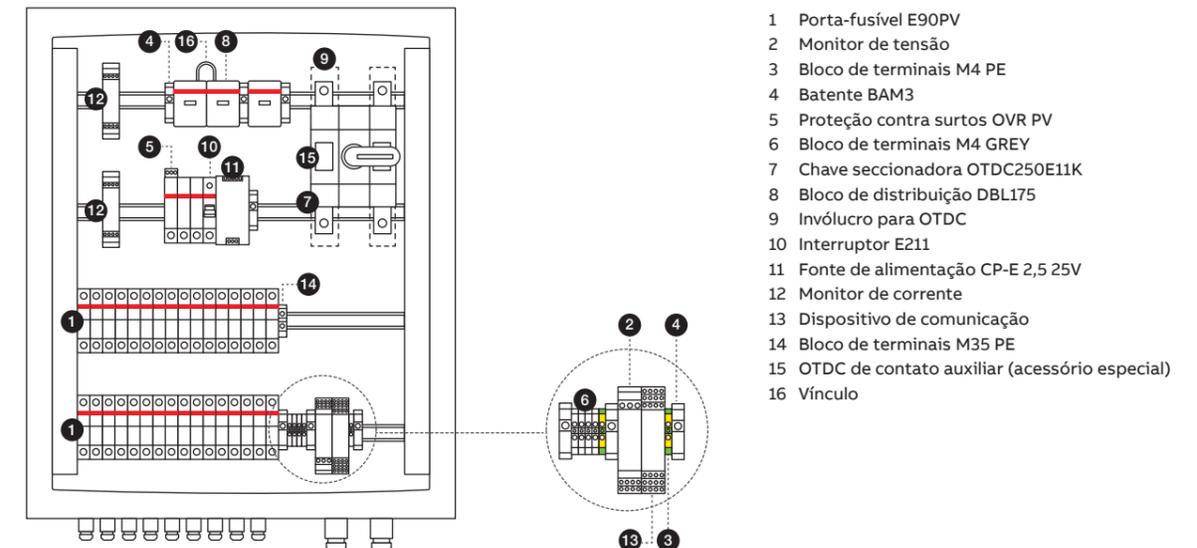
40 A capacidade de transmissão de corrente dos cabos de string é maior que a corrente máxima que passa por eles sob condições operacionais padrão; portanto, não é necessário protegê-los contra sobrecargas. Normalmente, não é necessário proteger os cabos de strings fotovoltaicas contra sobrecargas, já que eles serão escolhidos com uma capacidade de transmissão de corrente igual ou superior a $1,25 \cdot I_{sc}$. A propósito, caso hajam muitas strings conectadas em paralelo, os cabos e os conectores de strings devem ser protegidos contra curtos-circuitos quando a sua capacidade de transmissão de corrente for menor que $I_{sc2} \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \leq I_{2string} < I_{sc2} = 1,25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$. Onde S_A é o número de strings do subarranjo. Seja como for, recomenda-se o uso dos porta-fusíveis em conjunto com fusíveis para desconectar (sem carga) as strings em caso de operações de manutenção.

Figura 92
16 strings 1500 V
CC com sistema de
monitoramento

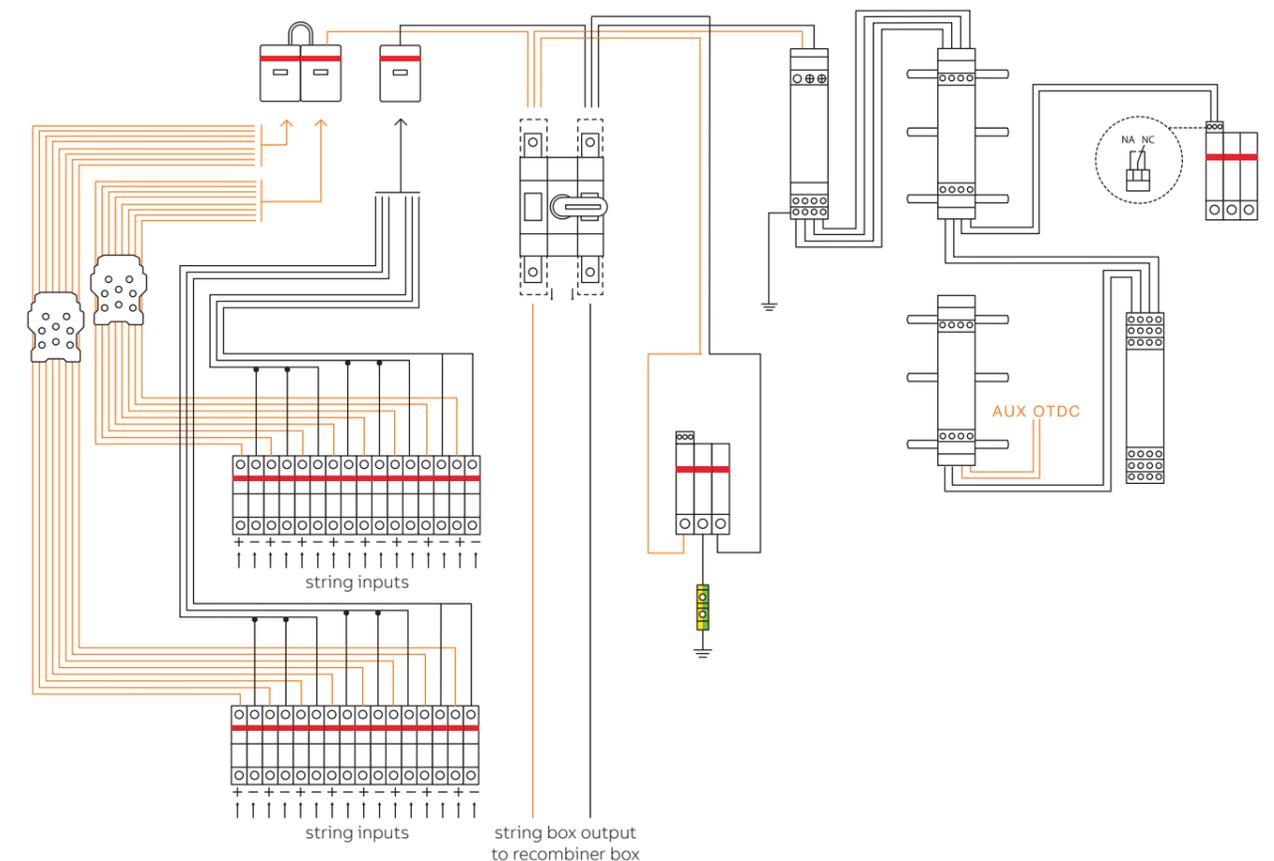
Deste modo, a corrente máxima dos fusíveis gPV deve ser de 15 A.

O diagrama da caixa de derivação está indicado na Figura 92.

16 strings, 1500 V CC com monitoramento



- 1 Porta-fusível E90PV
- 2 Monitor de tensão
- 3 Bloco de terminais M4 PE
- 4 Batente BAM3
- 5 Proteção contra surtos OVR PV
- 6 Bloco de terminais M4 GREY
- 7 Chave seccionadora OTDC250E11K
- 8 Bloco de distribuição DBL175
- 9 Invólucro para OTDC
- 10 Interruptor E211
- 11 Fonte de alimentação CP-E 2,5 25V
- 12 Monitor de corrente
- 13 Dispositivo de comunicação
- 14 Bloco de terminais M35 PE
- 15 OTDC de contato auxiliar (acessório especial)
- 16 Vínculo



O diagrama de conexão das caixas de derivação de cada subsistema está indicado na Figura 93 (página seguinte).

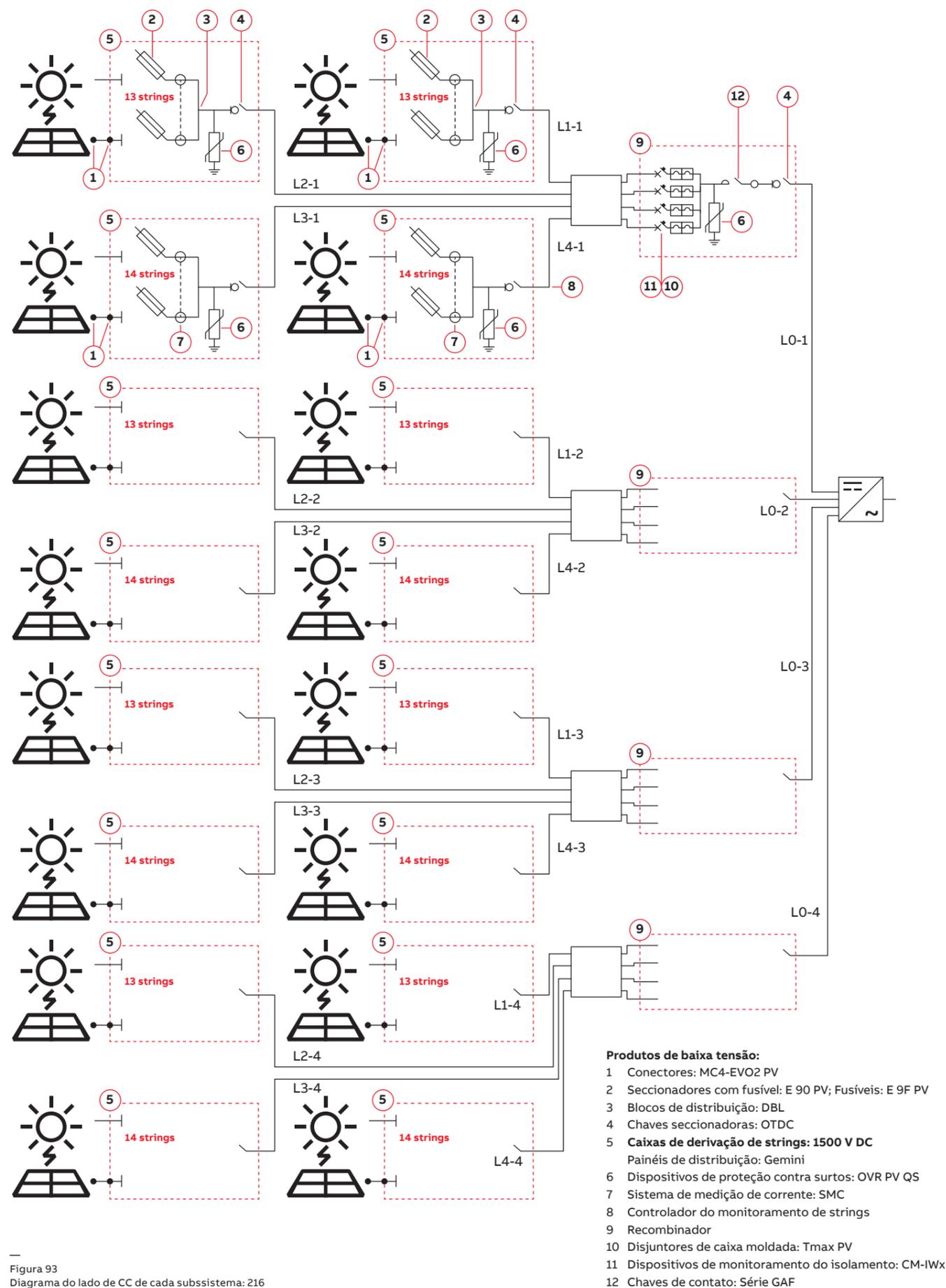


Figura 93
Diagrama do lado de CC de cada subsistema: 216 strings de 34 módulos fotovoltaicos

Opção 2

Cada um dos subsistemas é formado por 224 strings de 33 módulos fotovoltaicos. As 224 strings são conectadas em 4 grupos de 56 strings.

Seja como for, as 56 strings podem ser conectadas a 4 caixas de derivação equipadas com 16 entradas de strings (serão utilizadas 14 entradas de strings). Ao seleccionar a caixa de derivação, deve-se considerar:

- A tensão máxima do sistema de todos os componentes deve ser compatível com a tensão máxima de entrada do campo fotovoltaico. Neste caso, a tensão máxima do sistema deve ser de 1500 V;
- A corrente térmica convencional ao ar livre (I_{th}) do seccionador deve ser compatível com a corrente máxima das strings conectadas. Neste caso, 14 strings são conectadas e, então:

Equação 102

$$I_{th} > 14 \cdot I_{SC \text{ MAX string}} = 14 \cdot 9.88 \text{ A} = 138.32$$

Equação 103

- A caixa de derivação deve ser equipada com DPSs do tipo 1;
- Os fusíveis instalados nos porta-fusíveis⁴¹ devem ser do tipo gPV com uma corrente I_n máxima;

Equação 104

$$1.5 \cdot I_{sc} \leq I_n < 2.4 \cdot I_{sc}$$

Equação 105

$$1.5 \cdot 9.72 \text{ A} \leq I_n < 2.4 \cdot 9.72 \text{ A}$$

Equação 106

$$14.58 \text{ A} \leq I_n < 23.32 \text{ A}$$

Além disso, a ficha técnica do módulo fotovoltaico informa que a capacidade nominal máxima de fusíveis em série dos módulos é de 15 A.

$$I_n < I_{rev \text{ module}} = 15 \text{ A}$$

Deste modo, a corrente máxima dos fusíveis gPV deve ser de 15 A.

O diagrama da caixa de derivação está indicado na Figura 94.

O diagrama de interconexão das caixas de derivação de cada sub-sistema está indicado na Figura 94 (página seguinte)

41

A capacidade de transmissão de corrente dos cabos de string é maior que a corrente máxima que passa por eles sob condições operacionais padrão; portanto, não é necessário protegê-los contra sobrecargas. Normalmente, não é necessário proteger os cabos de strings fotovoltaicas contra sobrecargas, já que eles serão escolhidos com uma capacidade de transmissão de corrente igual ou superior a $1,25 \cdot I_{sc}$. A propósito, caso hajam muitas strings conectadas em paralelo, os cabos e os conectores de strings devem ser protegidos contra curtos-circuitos quando a sua capacidade de transmissão de corrente for menor que $I_{sc2} \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \leq I_{string} < I_{sc2} \cdot 1,25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$. Onde S_A é o número de strings do subarranjo. Seja como for, recomenda-se o uso dos porta-fusíveis em conjunto com fusíveis para desconectar (sem carga) as strings em caso de operações de manutenção.

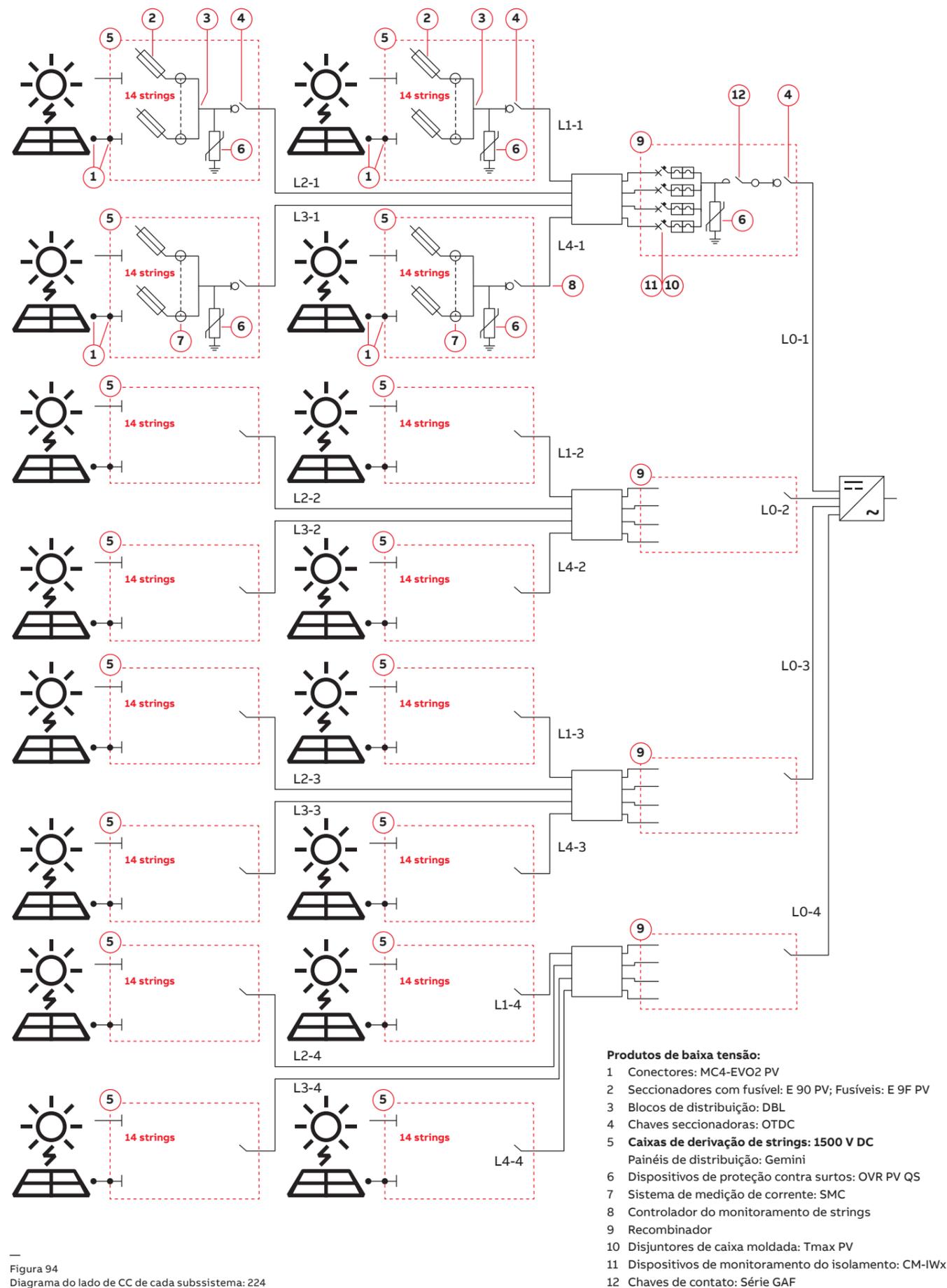


Figura 94
Diagrama do lado de CC de cada subsistema: 224 strings de 33 módulos fotovoltaicos

B.1.11 Escolha dos cabos de string

A instalação é na Europa e, sendo assim, o cabo deve respeitar a codificação europeia para cabos solares:
os cabos devem ser H1Z2Z2-K.

Opção 1

Considerando que:

- a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC\ MAX}$) do módulo fotovoltaico selecionado (60 células monocristalinas de 6" com potência nominal de 300W em STC) é de 40,10 V em STC (Condições Padrão de Teste);
 - a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC\ MAX}$) a uma temperatura mais baixa é de 43,45 V;
 - as strings são formadas por 34 módulos;
- a tensão máxima de circuito aberto da string ($V_{OC\ MAX\ string}$) a uma temperatura mais baixa é de 1477,3 V;
A tensão nominal dos cabos deve ser escolhida de acordo com a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC\ MAX\ string}$) e, então, > 1477,3 V.
Os cabos de string devem ser selecionados de modo a manter a queda de tensão < 2 %.

Considerando que:

- os cabos de string serão dispostos em uma bandeja de metal perfurada para cabos na parte traseira das estruturas;
- no mesmo duto, serão colocados em torno de 6 pares de cabos de string;
- o comprimento médio do circuito das strings é de 150 m;

O seguinte cabo solar é selecionado para as strings:

tipo de cabo: H1Z2Z2-K

seção transversal: 4 mm²

Tensão CC nominal: 1,5 kV

Temperatura ambiente em operação: -40 °C até +90 °C

Capacidade de transmissão de corrente I_0 para um único cabo ao ar livre: 55 A

Temperatura máx. de curto-circuito do condutor: 250 °C (5 s.)

A capacidade de transmissão de corrente contínua I_z deve ser verificada e deve ser:

Equação 107

$$I_z \geq I_{sc\ MAX\ string} = I_{sc\ STC\ string} \cdot 1.25$$

A corrente máxima da string fotovoltaica, para o dimensionamento de cabos, é $I_{sc\ MAX\ string} = 12,15\ A$.

De acordo com isso, a capacidade de transmissão de corrente contínua I_z dos cabos de strings fotovoltaicas, para o dimensionamento de cabos, deve ser:

Equação 108

$$I_z \geq 12,15\ A$$

A capacidade de transmissão de corrente I_z dos cabos solares dispostos em uma bandeja de metal para cabos perfurada, à temperatura operacional de 70 °C resulta, de acordo com a IEC 60364-5-52, em um $I_z = 36,53\ A$.

A capacidade de transmissão é maior que 1,25 vezes a I_{sc} da string; desta forma, o dimensionamento de cabos está correto⁴² e não é necessário proteger os cabos de strings fotovoltaicas contra sobrecargas. A propósito, ao considerar o número de strings conectadas em paralelo nos subarranjos (S_A), o cabo de strings não verificou a condição

Equação 109

$$I_z\ string < 1.25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$$

Portanto, os cabos e os conectores de strings devem ser protegidos contra curto-circuito com o uso de fusíveis na única entrada de strings da caixa de derivação.

De acordo com as características de tempo-corrente do fusível, é necessário verificar se (I^2t) dos fusíveis, a energia específica máxima dos fusíveis, é menor ou igual a (K^2S^2) dos cabos, o valor máximo de energia específica que o cabo consegue suportar.

Além disso, a contribuição para o curto-circuito no lado de CC do inversor pode vir da rede de transmissão e da descarga dos capacitores no interior do inversor (consulte 6.1.3). Devido à tipologia construtiva do inversor, ele inclui no mínimo um diodo de bloqueio, que evita que a corrente da rede de transmissão contribua para o curto-circuito.

Opção 2

Considerando que:

- a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC\ MAX}$) do módulo fotovoltaico selecionado (60 células monocristalinas de 6" com potência nominal de 300W em STC) é de 40,10 V em STC (Condições Padrão de Teste);
- a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC\ MAX}$) a uma temperatura mais baixa é de 43,45 V;
- as strings são formadas por 33 módulos;

a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC\ MAX\ string}$) da string a uma temperatura mais baixa é de 1433,85 V. A tensão nominal dos cabos deve ser escolhida de acordo com a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC\ MAX\ string}$) e, então, > 1433,85 V.

Os cabos de string devem ser selecionados de modo a manter a queda de tensão < 2 %.

Considerando que:

- os cabos de string serão dispostos em uma bandeja de metal perfurada para cabos na parte traseira das estruturas;
- no mesmo duto, serão colocados em torno de 6 pares de cabos de string;
- o comprimento médio do circuito das strings é de 150 m;

O seguinte cabo solar é selecionado para as strings:

tipo de cabo: H1Z2Z2-K

seção transversal: 4 mm²

Tensão CC nominal: 1,5 kV

Temperatura ambiente em operação: -40 °C até +90 °C

Capacidade de transmissão de corrente I_0 para um único cabo ao ar livre: 55 A

Temperatura máx. de curto-circuito do condutor: 250 °C (5 s.)

A capacidade de transmissão de corrente contínua I_z deve ser verificada e deve ser:

$$I_z \geq I_{SC\ MAX\ string} = I_{SC\ STC\ string} \cdot 1.25$$

A corrente máxima da string fotovoltaica, para o dimensionamento de cabos, é $I_{SC\ MAX\ string} = 12,15$ A. De acordo com isso, a capacidade de transmissão de corrente contínua I_z dos cabos de strings fotovoltaicas, para o dimensionamento de cabos, deve ser:

$$I_z \geq 12.15\ A$$

A capacidade de transmissão de corrente I_z dos cabos solares dispostos em uma bandeja de metal para cabos perfurada, à temperatura operacional de 70 °C resulta, de acordo com a IEC 60364-5-52, em um $I_z = 36.53$ A.

A capacidade de transmissão é maior que 1,25 vezes a I_{sc} da string; desta forma, o dimensionamento de cabos está correto⁴³ e não é necessário proteger os cabos de strings fotovoltaicas contra sobrecargas. A propósito, ao considerar o número de strings conectadas em paralelo nos subarranjos (S_A), o cabo de strings não verificou a condição

$$I_z\ string < 1.25 \cdot (S_A - 1) \cdot I_{sc}$$

Portanto, os cabos e os conectores de strings devem ser protegidos contra curto-circuito com o uso de fusíveis na única entrada de strings da caixa de derivação.

De acordo com as características de tempo-corrente do fusível, é necessário verificar se (I^2t) dos fusíveis, a energia específica máxima dos fusíveis, é menor ou igual a (K^2S^2) dos cabos, o valor máximo de energia específica que o cabo consegue suportar.

Além disso, a contribuição para o curto-circuito no lado de CC do inversor pode vir da rede de transmissão e da descarga dos capacitores no interior do inversor (consulte 6.1.3). Devido à tipologia construtiva do inversor, ele inclui no mínimo um diodo de bloqueio, que evita que a corrente da rede de transmissão contribua para o curto-circuito.

—
Equação 110

—
Equação 111

—
43
Consulte o
parágrafo 6.1.1

—
Equação 112

B.1.12 Caixas de agrupamento de CC

A conexão em paralelo dos cabos que saem das caixas de derivação é realizada dentro das caixas de agrupamento que acomodam, em conjunto com os sistemas de interconexão, os dispositivos de proteção contra sobrecorrente, seccionadores e dispositivos de proteção contra surtos.

Opção 1

Conforme a Figura 93, a caixa de agrupamento contém:

- O disjuntor de caixa moldada para obter proteção contra sobrecorrente; a corrente nominal de serviço do seccionador (I_n) deve ser compatível com a corrente máxima das strings conectadas. Neste caso, são conectadas 13 ou 14 strings a cada um dos subsistemas; então, no caso de 14 strings:

$$1.25 \cdot S_{SA} \cdot I_{sc} \leq I_n < 2.4 \cdot S_A \cdot I_{sc}$$

$$1.25 \cdot 14 \cdot 9.72\ A \leq I_n < 2.4 \cdot 14 \cdot 9.72\ A$$

$$170.1\ A \leq I_n < 326.6\ A$$

- DPSs tipo 1;
- chave de contato para desconexão remota (é opcional; pode ser necessária para um sistema de segurança avançado);
- Chave seccionadora: a corrente térmica convencional ao ar livre (I_{th}) do seccionador deve ser compatível com a corrente máxima das strings conectadas. Neste caso, 54 strings são conectadas ao subsistema e, então:

$$I_{th} > 54 \cdot I_{SC\ MAX\ string} = 54 \cdot 9.88\ A = 533.52\ A$$

Na escolha da caixa de agrupamento, deve ser considerado que a tensão máxima do sistema de todos os componentes deve ser compatível com a tensão máxima de entrada do campo fotovoltaico. Neste caso, a tensão máxima do sistema deve ser de 1500 V.

Opção 2

Conforme a Figura 94, a caixa de agrupamento contém:

- O disjuntor de caixa moldada para obter proteção contra sobrecorrente; a corrente nominal de serviço do seccionador (I_n) deve ser compatível com a corrente máxima das strings conectadas. Neste caso, são conectadas 14 strings a cada um dos subsistemas e, então:

$$1.25 \cdot S_{SA} \cdot I_{sc} \leq I_n < 2.4 \cdot S_A \cdot I_{sc}$$

$$1.25 \cdot 14 \cdot 9.72\ A \leq I_n < 2.4 \cdot 14 \cdot 9.72\ A$$

$$170.1\ A \leq I_n < 326.6\ A$$

- DPSs tipo 1;
- chave de contato para desconexão remota (é opcional; pode ser necessária para um sistema de segurança avançado);
- Chave seccionadora: a corrente térmica convencional ao ar livre (I_{th}) do seccionador deve ser compatível com a corrente máxima das strings conectadas. Neste caso, 56 strings são conectadas ao subsistema e, então:

$$I_{th} > 56 \cdot I_{SC\ MAX\ string} = 56 \cdot 9.88\ A = 553.28\ A$$

Na escolha da caixa de agrupamento, deve ser considerado que a tensão máxima do sistema de todos os componentes deve ser compatível com a tensão máxima de entrada do campo fotovoltaico. Neste caso, a tensão máxima do sistema deve ser de 1500 V.

—
Equação 113

—
Equação 114

—
Equação 115

—
Equação 116

—
Equação 117

—
Equação 118

—
Equação 119

—
Equação 120

B.1.13 Escolha de cabos entre as caixas de derivação e caixas de agrupamento

A conexão da caixa de derivação do arranjo fotovoltaico à caixa de agrupamento é realizada com o uso de dois cabos de núcleo único H1Z2Z2-K.

O comprimento dos cabos entre as caixas de derivação e as caixas de agrupamento está indicado na Tabela 7.

Linha	Comprimento do circuito [m]	Linha	Comprimento do circuito [m]
L1-1	100	L1-3	100
L2-1	140	L2-3	140
L3-1	140	L3-3	140
L4-1	100	L4-3	100
L1-2	60	L1-4	60
L2-2	60	L2-4	60
L3-2	60	L3-4	60
L4-2	60	L4-4	60

Opção 1

Considerando que a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC,MAX string}$) a uma temperatura mais baixa é de 1477,3 V, a tensão nominal dos cabos deve ser escolhida de acordo com a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC,MAX string}$) e, então, > 1477,3 V. Os cabos devem ser selecionados a fim de manter uma queda de tensão < 2% e com o objetivo de verificar a capacidade de transmissão de corrente.

Considerando que:

- os cabos serão dispostos em conduítes no solo;
- no mesmo duto, será colocado somente um circuito (2 cabos);

O seguinte cabo solar é selecionado para as strings:

tipo de cabo: H1Z2Z2-K

Tensão CC nominal: 1,5 kV

Temperatura ambiente em operação: -40 °C até +90 °C

Temperatura máx. de curto-circuito do condutor: 250 °C (5 s.)

Linha	Comprimento do circuito [m]	Seção transversal [mm ²]	Linha	Comprimento do circuito [m]	Seção transversal [mm ²]
L1-1	100	35	L1-3	100	35
L2-1	140	50	L2-3	140	50
L3-1	140	50	L3-3	140	50
L4-1	100	35	L4-3	100	35
L1-2	60	25	L1-4	60	25
L2-2	60	25	L2-4	60	25
L3-2	60	25	L3-4	60	25
L4-2	60	25	L4-4	60	25

A capacidade de transmissão de corrente contínua I_z deve ser verificada e deve ser:

$$I_z \geq I_{SC,MAX string} = I_{SC,STC string} \cdot 1.25$$

A corrente máxima da string fotovoltaica, para o dimensionamento de cabos, é $I_{SC,MAX string} = 12,15$ A. De acordo com isso, a capacidade de transmissão de corrente contínua I_z dos cabos de strings fotovoltaicas, para o dimensionamento de cabos, deve ser:

$$I_z \geq 12.15 \text{ A}$$

Cada caixa de derivação é conectada com pelo menos 14 strings.

De acordo com isso, a capacidade de transmissão de corrente contínua I_z dos cabos, para o dimensionamento de cabos, deve ser:

$$I_z \geq 12.15 \cdot 14 = 170.1 \text{ A}$$

Verifica-se a capacidade de transmissão de corrente I_z dos cabos solares, calculada de acordo com a IEC 60364-5-52.

Tabela 7
comprimento do cabo
para a opção 1 e opção 2

Tabela 8
comprimento do cabo e
seção transversal para
a opção 1 e opção 2

Equação 121

Equação 122

Equação 123

Não é necessário proteger os cabos dos arranjos fotovoltaicos contra sobrecargas, já que eles são escolhidos com uma capacidade de transmissão de corrente igual ou superior a 1,25 vezes a soma da I_{sc} das strings de subarranjos.

A propósito, ao considerar o número de strings conectadas em paralelo nos subarranjos (S_A), o cabo de strings não verificou a condição

$$I_z sub-array < 1.25 \cdot (S_A - S_{SA}) \cdot I_{sc}$$

Onde S_{SA} é o número de strings fotovoltaicas conectadas em paralelo no subarranjo fotovoltaico. Portanto, as caixas de derivação e as caixas de agrupamento devem ser protegidas contra curtos-circuitos com o uso de disjuntores de caixa moldada em cada entrada da caixa de agrupamento. De acordo com as características de tempo-corrente do fusível, é necessário verificar se (I^2t) dos fusíveis, a energia específica máxima dos fusíveis, é menor ou igual a (K^2S^2) dos cabos, o valor máximo de energia específica que o cabo consegue suportar.

Opção 2

Considerando que a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC,MAX string}$) a uma temperatura mais baixa é de 1433,85 V, a tensão nominal dos cabos deve ser escolhida de acordo com a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC,MAX string}$) e, então, > 1433,85 V.

Os cabos devem ser selecionados a fim de manter a queda de tensão < 2% e com o objetivo de verificar a capacidade de transmissão de corrente.

Considerando que:

- os cabos serão dispostos em conduítes no solo;
- no mesmo duto, será colocado somente um circuito (2 cabos);

O seguinte cabo solar é selecionado para as strings:

tipo de cabo: H1Z2Z2-K

Tensão CC nominal: 1,5 kV

Temperatura ambiente em operação: -40 °C até +90 °C

Temperatura máx. de curto-circuito do condutor: 250 °C (5 s.)

Linha	Comprimento do circuito [m]	Seção transversal [mm ²]	Linha	Comprimento do circuito [m]	Seção transversal [mm ²]
L1-1	100	35	L1-3	100	35
L2-1	140	50	L2-3	140	50
L3-1	140	50	L3-3	140	50
L4-1	100	35	L4-3	100	35
L1-2	60	25	L1-4	60	25
L2-2	60	25	L2-4	60	25
L3-2	60	25	L3-4	60	25
L4-2	60	25	L4-4	60	25

$$I_z \geq I_{SC,MAX string} = I_{SC,STC string} \cdot 1.25$$

A corrente máxima da string fotovoltaica, para o dimensionamento de cabos, é $I_{SC,MAX string} = 12,15$ A. De acordo com isso, a capacidade de transmissão de corrente contínua I_z dos cabos de strings fotovoltaicas, para o dimensionamento de cabos, deve ser:

$$I_z \geq 12.15 \text{ A}$$

Cada caixa de derivação é conectada com pelo menos 14 strings.

De acordo com isso, a capacidade máxima de transmissão de corrente contínua I_z dos cabos, para o dimensionamento de cabos, deve ser:

$$I_z \geq 12.15 \cdot 14 = 170.1 \text{ A}$$

Verifica-se a capacidade de transmissão de corrente I_z dos cabos solares, calculada de acordo com a IEC 60364-5-52.

Não é necessário proteger os cabos dos arranjos fotovoltaicos contra sobrecargas, já que eles são escolhidos com uma capacidade de transmissão de corrente igual ou superior a 1,25 vezes a soma da I_{sc} das strings de subarranjos.

A propósito, ao considerar o número de strings conectadas em paralelo nos subarranjos (S_A), o cabo de strings não verificou a condição

$$I_z sub-array < 1.25 \cdot (S_A - S_{SA}) \cdot I_{sc}$$

Equação 124

Tabela 9
comprimento do cabo e
seção transversal
para a opção 1
e opção 2

Equação 125

Equação 126

Equação 127

Equação 128

Onde S_{SA} é o número de strings fotovoltaicas conectadas em paralelo no subarranjo fotovoltaico. Portanto, as caixas de derivação e as caixas de agrupamento devem ser protegidas contra curtos-circuitos com o uso de disjuntores de caixa moldada em cada entrada da caixa de agrupamento. De acordo com as características de tempo-corrente do fusível, é necessário verificar se (I^2t) dos fusíveis, a energia específica máxima dos fusíveis, é menor ou igual a (K^2S^2) dos cabos, o valor máximo de energia específica que o cabo consegue suportar.

B.1.14 Escolha de cabos entre as caixas de agrupamento e o inversor

A conexão da caixa de derivação do arranjo fotovoltaico à caixa de agrupamento é realizada com o uso de dois cabos de núcleo único H1Z2Z2-K.

O comprimento dos cabos entre as caixas de derivação e as caixas de agrupamento está indicado na Tabela 10.

Linha	Comprimento do circuito [m]
L0-1	100
L0-2	20
L0-3	100
L0-4	20

Opção 1

Considerando que a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC\ MAX\ string}$) a uma temperatura mais baixa é de 1477,3 V, a tensão nominal dos cabos deve ser escolhida de acordo com a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC\ MAX\ string}$) e, então, > 1477,3 V.

Os cabos devem ser selecionados a fim de manter a queda de tensão < 2% e com o objetivo de verificar a capacidade de transmissão de corrente.

Considerando que:

- os cabos serão dispostos em conduítes no solo;
- no mesmo duto, será colocado somente um circuito (2 cabos);

O seguinte cabo solar é selecionado para as strings:

tipo de cabo: H1Z2Z2-K

Tensão CC nominal: 1,5 kV

Temperatura ambiente em operação: -40 °C até +90 °C

Temperatura máx. de curto-circuito do condutor: 250 °C (5 s.)

Linha	Comprimento do circuito [m]	Seção transversal [mm ²]
L0-1	100	240
L0-2	20	240
L0-3	100	240
L0-4	20	240

$$I_z \geq I_{SC\ MAX\ string} = I_{SC\ STC\ string} \cdot 1.25$$

A corrente máxima da string fotovoltaica, para o dimensionamento de cabos, é $I_{SC\ MAX\ string} = 12,15\ A$. De acordo com isso, a capacidade de transmissão de corrente contínua I_z dos cabos de strings fotovoltaicas, para o dimensionamento de cabos, deve ser:

$$I_z \geq 12.15\ A$$

Cada caixa de derivação é conectada com 15 strings.

Cada caixa de agrupamento conecta 4 caixas de derivação.

De acordo com isso, a capacidade de transmissão de corrente contínua I_z dos cabos, para o dimensionamento de cabos, deve ser:

$$I_z \geq 12.15 \cdot (14 + 14 + 13 + 13) = 656.1\ A$$

Verifica-se a capacidade de transmissão de corrente I_z , dos cabos solares, calculada de acordo com a IEC 60364-5-52.

Não é necessário proteger os cabos de arranjos fotovoltaicos contra sobrecargas, já que eles são escolhidos com uma capacidade de transmissão de corrente igual ou superior a 1,25 vezes a soma da I_{sc} das strings de arranjos.

Tabela 10
comprimento do cabo
para a opção 1 e opção 2

Tabela 11
comprimento do cabo
e seção transversal
para a opção 1
e opção 2

Equação 129

Equação 130

Equação 131

Opção 2

Considerando que a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC\ MAX\ string}$) a uma temperatura mais baixa é de 1433,85 V, a tensão nominal dos cabos deve ser escolhida de acordo com a tensão máxima de circuito aberto ($V_{OC\ MAX\ string}$) e, então, > 1433,85 V.

Os cabos devem ser selecionados a fim de manter a queda de tensão < 2% e com o objetivo de verificar a capacidade de transmissão de corrente.

Considerando que:

- os cabos serão dispostos em conduítes no solo;
- no mesmo duto, será colocado somente um circuito (2 cabos);

O seguinte cabo solar é selecionado para as strings:

tipo de cabo: H1Z2Z2-K

Tensão CC nominal: 1,5 kV

Temperatura ambiente em operação: -40 °C até +90 °C

Temperatura máx. de curto-circuito do condutor: 250 °C (5 s.)

Linha	Comprimento do circuito [m]	Seção transversal [mm ²]
L0-1	100	240
L0-2	20	240
L0-3	100	240
L0-4	20	240

$$I_z \geq I_{SC\ MAX\ string} = I_{SC\ STC\ string} \cdot 1.25$$

A corrente máxima da string fotovoltaica, para o dimensionamento de cabos, é $I_{SC\ MAX\ string} = 12,15\ A$.

De acordo com isso, a capacidade de transmissão de corrente contínua I_z dos cabos de strings fotovoltaicas, para o dimensionamento de cabos, deve ser:

$$I_z \geq 12.15\ A$$

3 caixas de derivação são conectadas com 16 strings e 1 caixa de derivação é conectada com 15 strings.

De acordo com isso, a capacidade de transmissão de corrente contínua I_z dos cabos, para o dimensionamento de cabos, deve ser:

$$I_z \geq 12.15 \cdot (14 + 14 + 14 + 14) = 680.4\ A$$

Verifica-se a capacidade de transmissão de corrente I_z , dos cabos solares, calculada de acordo com a IEC 60364-5-52.

Não é necessário proteger os cabos de arranjos fotovoltaicos contra sobrecargas, já que eles são escolhidos com uma capacidade de transmissão de corrente igual ou superior a 1,25 vezes a soma da I_{sc} das strings de arranjos.

Tabela 12
comprimento do cabo e
seção transversal para
a opção 1 e opção 2

Equação 132

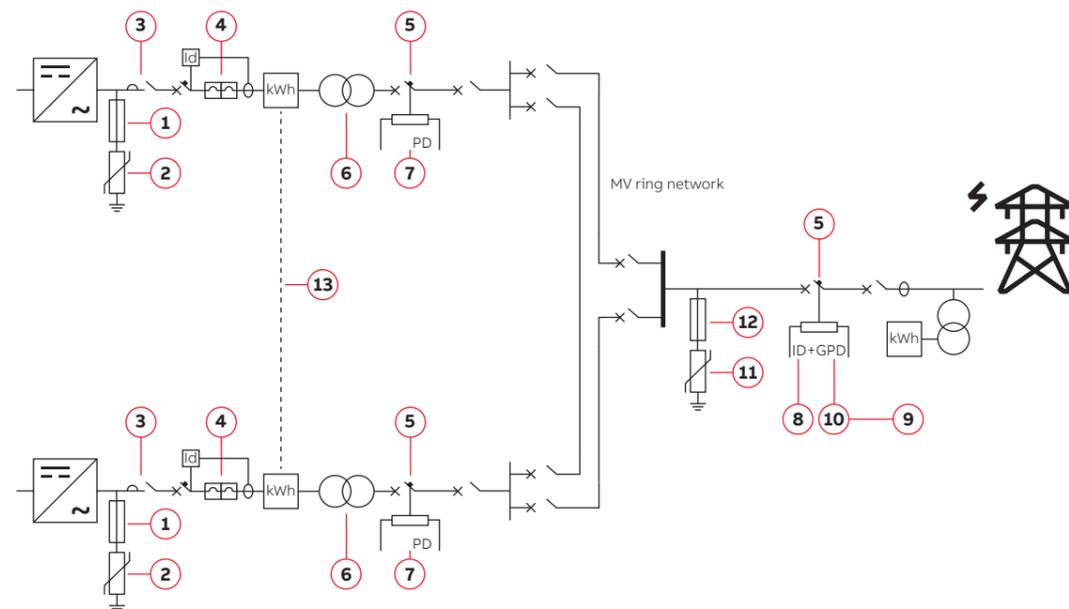
Equação 133

Equação 134

B1.1.15 Lado de CA

O diagrama do lado de CA está indicado na Figura 95.

Figura 95
Diagrama do lado de CA



- 1 Seccionadores com fusível: E90
- 2 Dispositivos de proteção contra surtos: OVR T1 / T1-T2 / T2 QS
- 3 Chaves de contato: Série AF
- 4 Disjuntores de caixa moldada: Tmax XT, Tmax T
Disjuntores a ar: Emax 2

- Produtos de média tensão:**
- 5 Comutadores secundários isolados a gás: SafeRing / Safeplus
Comutadores secundários isolados a ar: UniSec
Chave seccionadora isolada a ar: NALF
Disjuntor religador: Gridshield
Disjuntor: VD4
 - 6 Transformadores: Transformadores do tipo seco, transformadores imersos em óleo
 - 7 Linha de média tensão - Relé de proteção do transformador
 - 8 Relé de proteção geral
 - 9 Atuador telefônico GSM
 - 10 Sistema de proteção de interface: Linha ABB Relion®, REG615
 - 11 Dispositivo de proteção contra surtos
 - 12 Seccionadores com fusível
 - 13 Medidor de energia - Medidores EQ

Os dispositivos de proteção contra surtos instalados no lado de CA dos inversores devem ser DPSs Classe I.

Os DPSs são recomendados também na linha de entrada de média tensão.

A linha de baixa tensão de CA deve ser protegida com o uso de um disjuntor de caixa moldada. A corrente máxima de saída ($I_{AC\ MAX}$) de cada um dos inversores é de 1925 A.

Para proteger a conexão de CA de cada inversor, um dispositivo de proteção contra sobrecorrente com as seguintes características deve ser instalado:

- Tipo: Disjuntor automático;
- Tensão nominal: $= V_{AC}$ do inversor;
- Corrente nominal: $> I_{AC\ MAX}$ do inversor; para o inversor selecionado, $I_{AC\ MAX} = 1925$ A; portanto, a corrente nominal do disjuntor de proteção contra sobrecarga = 2000 A;
- Característica de proteção magnética: B/C

Para o dimensionamento de baixa tensão / média tensão do transformador de potencial, consulte o guia técnico da ABB "As subestações do transformador de média tensão / baixa tensão".

Para o dimensionamento da linha de média tensão, consulte o guia técnico da ABB "Instalação e princípios operacionais para comutadores de média tensão".

Para a escolha da proteção, consulte o guia técnico da ABB "Critérios de proteção para redes de média tensão".

B.2 Central fotovoltaica com inversores string (2MW)

Desejamos realizar o dimensionamento de uma central de produção fotovoltaica de grande escala conectada à rede de transmissão;

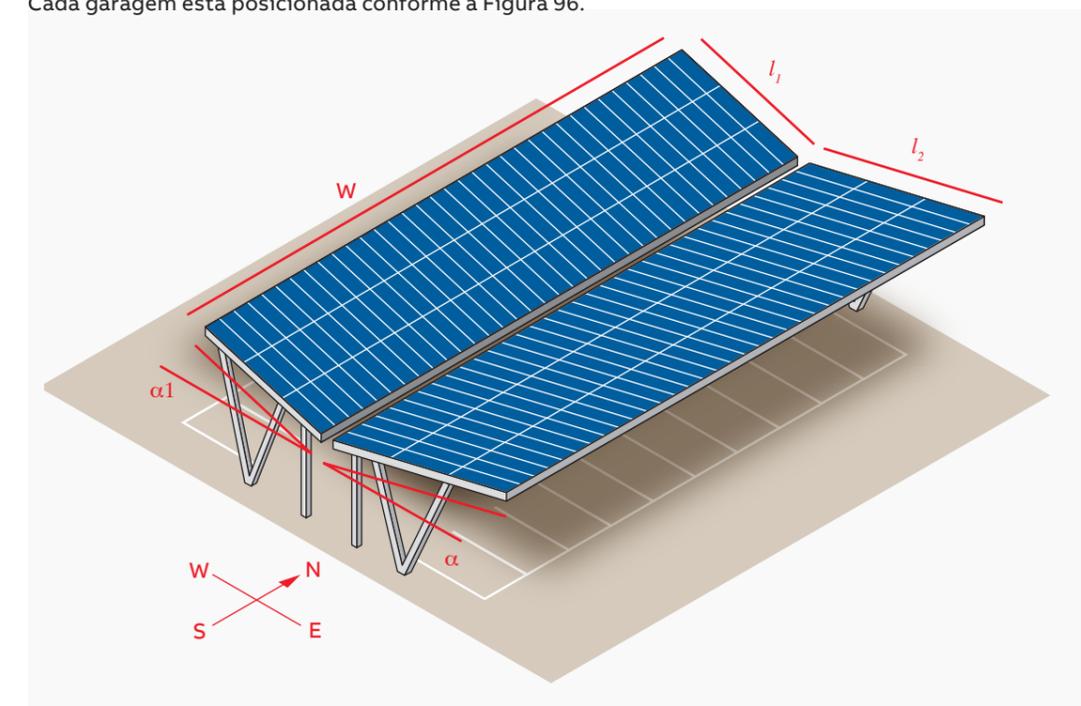
Ela deverá ser conectada à rede de média tensão da concessionária (20 kV / 50 Hz).

A central fotovoltaica será instalada nos telhados de um grupo de garagens na área de estacionamento de um shopping center na Espanha, próximo a Sevilla.

B.2.1 Inclinação e orientação dos módulos

Cada garagem está posicionada conforme a Figura 96.

Figura 96
Garagem com ângulo de inclinação duplo



B.2.2 Temperatura de referência do local

A temperatura máxima e mínima que podem ser esperadas no local da instalação fotovoltaica são necessárias para o design das strings (de acordo com a IEC 60364-7-712). As temperaturas das células solares dependem do sistema de montagem selecionado e da temperatura ambiente. Para uma instalação montada no solo com ângulo de inclinação, ΔT entre a temperatura ambiente e da célula é de +30 °C.

A temperatura ambiente máxima no local da instalação fotovoltaica próximo à Sevilla é estimada (de acordo com os bancos de dados meteorológicos) em 31 °C, portanto a temperatura máxima da célula que deve ser utilizada para o dimensionamento da string na instalação fotovoltaica montada no solo é de 61 °C.

A temperatura ambiente mínima no local da instalação fotovoltaica próximo à Sevilla é estimada (de acordo com os bancos de dados meteorológicos) em 2 °C, então a temperatura mínima da célula que deve ser utilizada para o dimensionamento da string na instalação fotovoltaica montada no solo é de 2 °C.

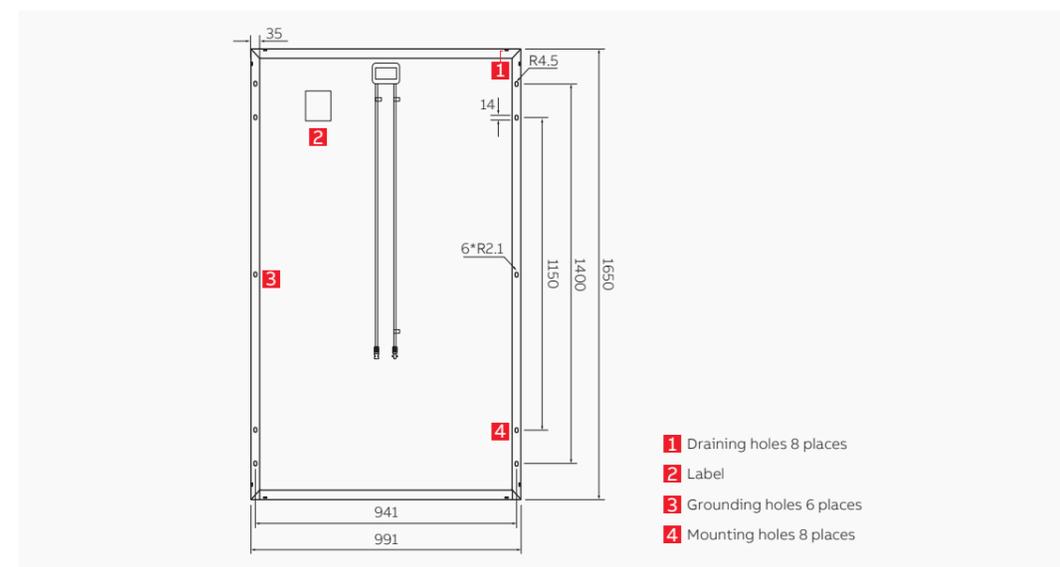
B.2.3 Seleção do tipo de módulo fotovoltaico

Para dimensionar o campo fotovoltaico de acordo com a disponibilidade de terreno, o tipo de módulo fotovoltaico deve ser selecionado.

Figura 97
Dados do módulo
fotovoltaico

PV MODULE DATA	
Manufacturer: PV Module manufacturer B	
Model: 280W PV module – 60 polycrystalline cells	
Nominal Power [W]: 280	Grounding: N/D
Open Circuit Voltage - Voc [V]: 38.65	Short Circuit Current - Isc [A]: 9.37
Max Power Voltage - Vmp [V]: 31.61	Max Power Current - Imp [A]: 8.86
Temperature coeff. Voc [V/°C]: -0.128 [%/°C]: -0.331	Temperature coeff. Isc [mA/°C]: 5.43 [%/°C]: 0.058
Max.Sys.Volt (IEC) [V]: 1500	Temperature coeff. Pmax [%/K]: -0.4

Figura 98
Dimensões do tipo de
módulo selecionado



Determinação do V_{oc} máx. do módulo fotovoltaico (de acordo com a IEC 60364-7-712)

A tensão máxima de circuito aberto ($V_{oc MAX}$) do módulo fotovoltaico selecionado (60 células policristalinas de 6" com potência nominal de 280W em STC) é de 38,65 V em STC (Condições Padrão de Teste).

A temperatura ambiente mínima em Sevilla (Espanha) é de 2 °C.

O coeficiente de temperatura (β) da tensão do módulo fotovoltaico acima é de -0,331 [%/K].

$$V_{OC MAX} = 38.65 \cdot [1 + (-0.331\%) \cdot ((2) - 25)] = 38.65 \cdot [1 - 0.00331 \cdot (2 - 25)]$$

$$V_{OC MAX} = 38.65 \cdot [1 + 0.00331 \cdot 23] = 41.59 V$$

Determinação do V_{MPP} mín. do módulo fotovoltaico

A tensão MPP mínima ($V_{MPP min}$) do módulo fotovoltaico selecionado (60 células policristalinas de 6" com potência nominal de 280 W em STC) é de 31,61 V em STC.

A temperatura ambiente máxima em Sevilla (Espanha) é de 31 °C e, então, a temperatura máxima da célula que deve ser utilizada para o dimensionamento da string na instalação fotovoltaica montada no solo é de 61°C.

O coeficiente de temperatura (β) da tensão do módulo fotovoltaico acima é de -0,331 [%/K].

$$V_{MPP min} = 31.61 \cdot [1 + (-0.331\%) \cdot (61 - 25)] = 31.61 \cdot [1 - 0.00331 \cdot (36)]$$

$$V_{MPP min} = 31.61 \cdot [1 - 0.00331 \cdot 36] = 27.84 V$$

Equação 135

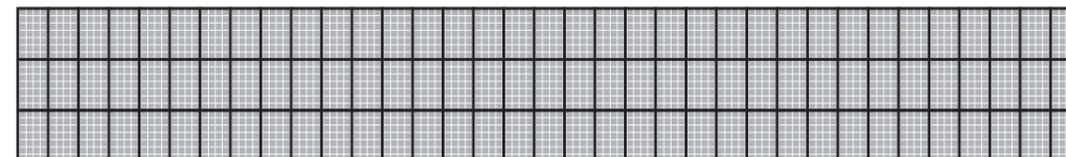
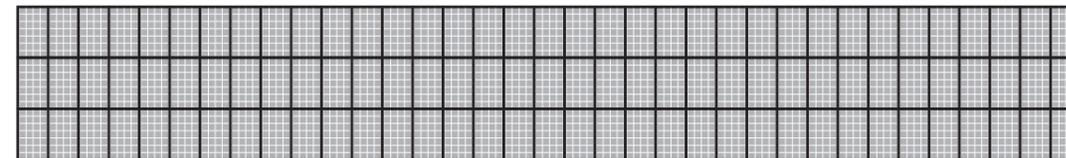
Equação 136

B.2.4 Configurações físicas do arranjo

De acordo com o comprimento da inclinação oeste e da inclinação leste de cada garagem, poderiam ser instaladas 3 fileiras dos módulos selecionados na posição retrato (vertical).

De acordo com a largura da inclinação oeste e da inclinação leste de cada garagem, poderiam ser instaladas 35 colunas dos módulos selecionados na posição retrato (vertical).

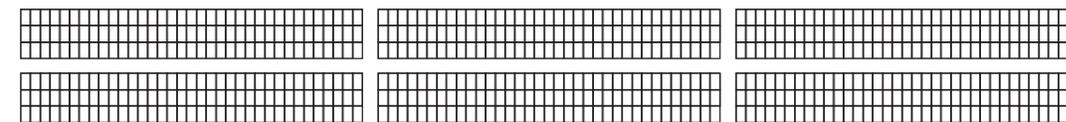
Figura 99
posicionamento
de módulos em
garagens individuais



As garagens serão agrupadas em grupos de 3.

Os grupos de garagens serão posicionados na área de estacionamento de acordo com as estradas internas da área de estacionamento.

Figura 100
posicionamento de
módulos em grupos
de garagens



B.2.5 Seleção do tamanho do inversor

A seleção do inversor e do seu tamanho é realizada de acordo com a potência nominal do gerador fotovoltaico. Há 36 garagens disponíveis (12 grupos de 3 garagens). De acordo com a potência dos módulos fotovoltaicos selecionados, a potência nominal do gerador fotovoltaico ($P_{DC\ PV\ GEN}$) é de 2,1168 MW. Considerando a distribuição das garagens e que cada garagem é estruturada com 2 ângulos de inclinação, recomenda-se o uso de inversores string.

Figura 101
Dados do inversor

INVERTER DATA	
INPUT	OUTPUT
Nominal Input Power ($P_{DC,r}$) [W]: 177000	Rated active power ($P_{AC,r}$) [W]: 175000
Maximum power input ($P_{DC,max}$) [W]: 188000	Maximum active power ($P_{AC,max}@\cos\phi=1$) [W]: 185000
Maximum power MPPT ($P_{MPPT,max}$) [W]: 15600	Maximum apparent power (S_{max}) [VA]: 185000
Maximum input voltage ($V_{IN,max(ABS)}$) [V]: 1500	Rated voltage ($V_{AC,r}$) [V]: 800
Min input voltage for MPPT operation ($V_{in,min(mppt)}$) [V]: Vstart de 70%	Nominal frequency (f_r) [Hz]: 50
Max input voltage for MPPT operation ($V_{in,max(mppt)}$) [V]: 1500	Number of phases (n_p): 3
Start voltage (default) ($V_{start,def}$) [V]: 750	Maximum current ($I_{AC,max}$) [A]: 134
Start voltage (range) ($V_{start,range}$) [V]: 850-1350	Rated Power Factor ($\cos\phi$): 1,00
Number MPPT (N_{MPPT}): 12	Power Factor (range) ($\cos\phi_{(range)}$): -0,10 ÷ 0,10
Maximum current MPPT ($I_{MPPT,max}$) [A]: 22	
Short circuit current MPPT ($I_{SC,max}$) [A]: 30	

B.2.6 Determinação do número máximo de módulos fotovoltaicos por string

De acordo com a tensão máxima de circuito aberto informada acima à temperatura ambiente mínima em Sevilla ($V_{OC\ MAX}=41,59\ V$), o número máximo de módulos fotovoltaicos conectados em série que poderia ser conectado ao inversor é:

Equação 137

$$N_{MAX\ Module} \leq \frac{V_{MAX\ Inverter}}{V_{OC\ MAX\ Module}} = \frac{1500}{41.59} = 36.06$$

A tensão máxima do sistema de todos os componentes do sistema fotovoltaico (caixas de derivação, interruptor, conectores, cabos, módulos fotovoltaicos, etc.) deve ser compatível com a tensão de máxima de entrada do inversor (1500 V).

A tensão máxima do sistema dos módulos fotovoltaicos selecionados é de 1500 V e, portanto, os módulos são compatíveis com a tensão máxima de entrada do inversor.

B.2.7 Determinação do número mínimo de módulos fotovoltaicos por string

Caso a tensão da string caia abaixo da tensão MPP mínima do inversor (850 V), não é possível o rastreamento do MPP ou podem ocorrer perdas de rendimento. O número mínimo de módulos fotovoltaicos conectados em série para garantir que a tensão da string na condição de MPP esteja sempre acima da tensão MPP mínima do inversor é:

Equação 138

$$N_{min\ mod} \geq \frac{V_{min\ MPPT\ Inverter}}{V_{MPP\ min\ Module}} = \frac{850}{27.84} = 30.53$$

B.2.8 Número de módulos fotovoltaicos por string

O inversor fotovoltaico selecionado está equipado com 12 MPPT.

O número de módulos fotovoltaicos por string não deve:

- ultrapassar do número máximo de módulos fotovoltaicos por string (36);
- ser menor que o número mínimo de módulos fotovoltaicos por string (31).

Determinação da corrente máxima do módulo fotovoltaico

Equação 139

$$I_{SC\ OPC\ MAX\ Module} = I_{SC\ STC} \cdot [1 - \alpha \cdot (25 - T_{cell})] = 9.37 \cdot [1 - 0.00058 \cdot (25 - 61)] = 9.56\ A$$

Determinação da corrente máxima da string fotovoltaica

Equação 140

$$I_{SC\ OPC\ MAX\ Module} = I_{SC\ OPC\ MAX\ string} = 9.56\ A$$

Determinação do número de strings

O número máximo de strings para cada MPPT é:

Equação 141

$$N_{MAX\ string} \leq \frac{I_{Max\ input}}{I_{SC\ OPC\ MAX\ string}} = \frac{22}{9.56} = 2.30$$

B.2.9 Esquema definitivo do inversor

Para otimizar o cabeamento dos módulos, é uma prática recomendada considerar as configurações físicas do arranjo (configuração do painel) na seleção das dimensões da string.

A melhor opção de enfileiramento é:

- 2 strings de 35 módulos fotovoltaicos (inclinação leste da garagem 1) conectadas no MPPT1 (19,6 kW) do inversor;
- 2 strings de 35 módulos fotovoltaicos (inclinação oeste da garagem 1) conectadas no MPPT2 (19,6 kW) do inversor;
- 2 strings de 35 módulos fotovoltaicos (inclinação leste da garagem 2) conectadas no MPPT3 (19,6 kW) do inversor;
- 2 strings de 35 módulos fotovoltaicos (inclinação oeste da garagem 2) conectadas no MPPT4 (19,6 kW) do inversor;
- 2 strings de 35 módulos fotovoltaicos (inclinação leste da garagem 1 e inclinação leste da garagem 2) conectadas no MPPT5 (19,6 kW) do inversor;
- 2 strings de 35 módulos fotovoltaicos (inclinação oeste da garagem 1 e inclinação oeste da garagem 2) conectadas no MPPT6 (19,6 kW) do inversor;
- 2 strings de 35 módulos fotovoltaicos (inclinação leste da garagem 3) conectadas no MPPT7 (19,6 kW) do inversor;
- 2 strings de 35 módulos fotovoltaicos (inclinação oeste da garagem 3) conectadas no MPPT8 (19,6 kW) do inversor;
- 1 string de 35 módulos fotovoltaicos (inclinação leste da garagem 3) conectada no MPPT9 (9,8 kW) do inversor;
- 1 string de 35 módulos fotovoltaicos (inclinação oeste da garagem 3) conectada no MPPT10 (9,8 kW) do inversor.

De acordo com esta configuração, 1 inversor será conectado a 3 garagens.

Os arranjos fotovoltaicos serão conectados a 12 inversores.

De acordo com esta configuração, a potência total do campo fotovoltaico é de 2,1168 MW."

B.2.10 Caixas de derivação de CC

A conexão dos módulos em série é realizada nos próprios módulos, enquanto a conexão em paralelo das strings é realizada diretamente no inversor; o inversor de strings em si normalmente possui:

- fusíveis gPV para proteger as implantações de strings únicas;
- interruptor CC;
- DPS.

Não são necessárias caixas de derivação de CC.

B.2.11 Escolha dos cabos de string

A instalação é na Europa e, sendo assim, o cabo deve respeitar a codificação europeia para cabos solares: os cabos devem ser do tipo H1Z2Z2-K.

Considerando que:

- a tensão máxima de circuito aberto ($V_{oc\ MAX}$) do módulo fotovoltaico selecionado (60 células policristalinas de 6" com potência nominal de 280 W em STC) é de 38,65 V em STC (Condições Padrão de Teste);
- a tensão máxima de circuito aberto ($V_{oc\ MAX}$) a uma temperatura mais baixa é de 41,59 V;
- as strings são formadas por 35 módulos;

a tensão máxima de circuito aberto ($V_{oc\ MAX\ string}$) da string a uma temperatura mais baixa é de 1455,65 V. A tensão nominal dos cabos deve ser escolhida de acordo com a tensão máxima de circuito aberto ($V_{oc\ MAX\ string}$) e, então, > 1455,65 V.

Os cabos de string devem ser selecionados de modo a manter a queda de tensão <2%.

Considerando que:

- os cabos de string serão dispostos em uma bandeja de metal perfurada para cabos na parte traseira das estruturas;
- no mesmo duto, serão colocados em torno de 6 pares de cabos de string;
- o comprimento médio do circuito das strings é de 200 m;

O seguinte cabo solar é selecionado para as strings:

tipo de cabo: H1Z2Z2-K

seção transversal: 6 mm²

Tensão CC nominal: 1,5 kV

Temperatura ambiente em operação: -40 °C até +90 °C

Capacidade de transmissão de corrente I_0 para um único cabo ao ar livre: 55 A

Temperatura máx. de curto-circuito do condutor: 250 °C (5 s.)

A capacidade de transmissão de corrente contínua I_z deve ser verificada e deve ser:

$$I_z \geq I_{sc\ MAX\ string} = I_{sc\ STC\ string} \cdot 1.25$$

A corrente máxima da string fotovoltaica, para o dimensionamento de cabos, é $I_{sc\ MAX\ string} = 11,71\ A$.

De acordo com isso, a capacidade de transmissão de corrente contínua I_z dos cabos de strings fotovoltaicas, para o dimensionamento de cabos, deve ser:

$$I_z \geq 11.71\ A$$

A capacidade de transmissão de corrente I_z dos cabos solares dispostos em uma bandeja de metal para cabos perfurada, à temperatura operacional de 70 °C resulta, de acordo com a IEC 60364-5-52, em um $I_z = 36.53\ A$.

A capacidade de transmissão é maior que 1,25 vezes a I_{sc} da string; desta forma, o dimensionamento de cabos está correto⁴⁴ e não é necessário proteger os cabos de strings fotovoltaicas contra sobrecargas.

Equação 142

Equação 143

44
Consulte o
parágrafo 6.1.1

B.2.12. Saída de CA do inversor

O inversor de string em si possui:

- DPS;
- interruptor CA.

B.2.13. Escolha do cabo de CA do inversor

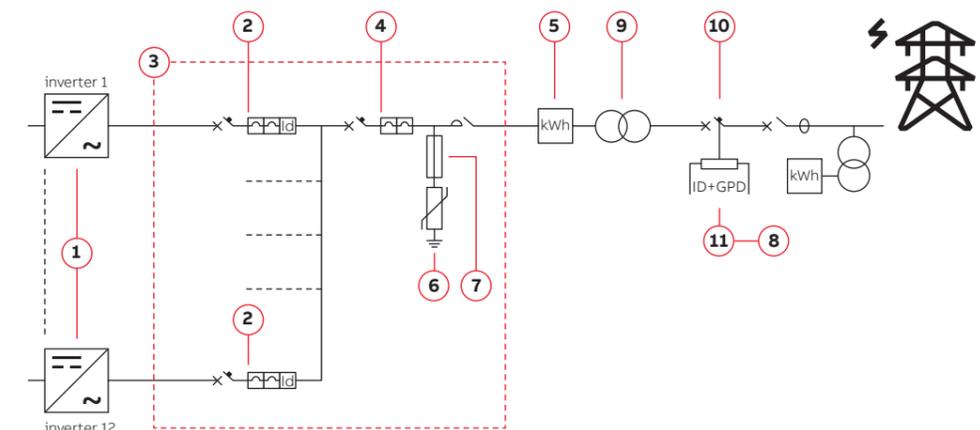
Em primeiro lugar, a seção transversal máxima do cabo que pode ser conectada ao inversor deve ser verificada no manual do inversor.

A seção transversal dos cabos da linha de CA deve ser dimensionada para evitar desconexões indesejadas do inversor da rede de transmissão, causadas pela alta impedância da linha que conecta o inversor à fonte de alimentação; se a impedância for muito alta, causará um aumento na tensão de CA que, ao atingir o limite definido pelos padrões no país de instalação, causará o desligamento do inversor. Os cabos devem ser dimensionados:

- para manter uma queda de tensão <2 %;
- de acordo com a IEC 60364-5-52.

B.2.14 Caixa de derivação de CA

Figura 102
Diagrama de linha
simples de CA



- 1 Inversor de strings
- 2 Disjuntor miniatura/Disjuntor de caixa moldada com dispositivos de proteção contra corrente residual
- 3 Caixa de derivação de CA
- 4 Disjuntor a ar
- 5 Medidores de energia: Medidores EQ e transformadores de corrente
- 6 Dispositivos de proteção contra surtos: OVR T1 / T1-T2 / T2 QS
- 7 Seccionador com fusível: E 90
- 8 Atuador telefônico GSM: ATT

Produtos de média tensão:

- 9 Transformadores: Transformadores do tipo seco, transformadores imersos em óleo
- 10 Comutadores secundários isolados a gás: SafeRing / Safeplus
Comutadores secundários isolados a ar: UniSec
Chave seccionadora isolada a ar: NALF
Disjuntor religador: Gridshield®
Disjuntor: VD4
- 11 Sistema de proteção de interface: Família ABB Relion®

B.2.14.1 Disjuntor no lado de CA do inversor

Para proteger a linha de conexão de CA de cada inversor, um dispositivo de proteção contra sobrecorrente com as seguintes características deve ser instalado (estas são as características de um disjuntor de proteção contra sobrecarga referentes à instalação de um único inversor):

- Tipo: Disjuntor automático com proteção termomagnética diferencial;
- Tensão nominal: = inversor V_{AC} ; para o inversor selecionado, $V_{AC} = 800$ V
- Corrente nominal: $> I_{AC\ MAX}$ do inversor; para o inversor selecionado, $I_{AC\ MAX} = 134$ A; portanto, a corrente nominal do disjuntor de proteção contra sobrecarga = 150 A;
- Característica de proteção magnética: característica B/C ou limite de proteção magnética ajustável
- Número de pólos: 3 ou 4, dependendo do tipo de sistema.

O dispositivo de proteção contra corrente residual deve atender às seguintes características:

- Tipo de proteção diferencial⁴⁵: A ou AC;
- Sensibilidade do diferencial: para o inversor selecionado, 1 A.

B.2.14.2 SPD

Os dispositivos de proteção contra surtos instalados no lado de CA dos inversores devem ser DPSs Classe I.

B.2.14.3 Disjuntor principal do lado de CA de baixa tensão

Para proteger a conexão de CA de todos os inversores, um dispositivo de proteção contra sobrecorrente com os seguintes recursos deve ser instalado:

- Tipo: disjuntor a ar;
- Tensão nominal: = inversor V_{AC} ; para o inversor selecionado, $V_{AC} = 800$ V
- Corrente nominal: $> I_{AC\ MAX}$ do inversor; para o inversor selecionado, $I_{AC\ MAX} = 134$ A; 12 inversores são interconectados; portanto, a corrente nominal do disjuntor de proteção contra sobrecarga = 2000 A;
- Característica de proteção magnética: limite de proteção magnética ajustável
- Número de pólos: 3 ou 4, dependendo do tipo de sistema.

B.2.15 Linha de média tensão e proteções

Para o dimensionamento de baixa tensão / média tensão do transformador de potencial, consulte o guia técnico da ABB “As subestações do transformador de média tensão / baixa tensão”.

Para o dimensionamento da linha de média tensão, consulte o guia técnico da ABB “Instalação e princípios operacionais para comutadores de média tensão”.

Para a escolha da proteção, consulte o guia técnico da ABB “Critérios de proteção para redes de média tensão”.

—
45
O fabricante do inversor declara que os inversores sem transformador, no que diz respeito à sua construção, não injeta correntes contínuas de falta à terra e, por esta razão, não é necessário que a proteção diferencial instalada a jusante do inversor seja do tipo B, em conformidade com a IEC 60755 / A 2.

Anexo C - Manutenção

Conteúdo

Introdução	150
C.1 Protocolos de manutenção	151
C.2 Investigação de falhas	152
C.3 Modernização e repotenciação (revamping e repowering)	152
C.4 Sistema de monitoramento e supervisão	153
C.4.1 Normas	153
C.4.2 - Componentes e sensores do sistema de monitoramento	153
C.4.3 Indicadores-chave de desempenho (KPIs)	153
C.5 Manutenção de inversores	154
C.5.1 Inversor de strings	154
C.5.2 Inversor centralizado	154

Anexo C - Manutenção

Introdução

Cada arranjo fotovoltaico é uma central de produção de energia elétrica e, portanto, uma instalação elétrica. Como em qualquer sistema elétrico, a operação e manutenção (O&M) dos sistemas fotovoltaicos é necessária e obrigatória.

Geralmente, várias partes interessadas, com diversas funções e responsabilidades, interagem com a fase de O&M:

- Proprietário do ativo: o proprietário do ativo é o investidor que contribuir para o financiamento da construção e operação da central fotovoltaica.
- Gestor de ativos: o gerenciamento de ativos garante a rentabilidade ideal da central fotovoltaica e supervisiona as atividades de O&M e a produção de energia. O objetivo do gestor de ativos também é gerenciar, de um ponto de vista financeiro e técnico, o cumprimento de todas as obrigações administrativas, fiscais, de seguros e financeiras de todas as SPEs.
- Assessor técnico: o assessor técnico é um engenheiro especialista que fornece serviços especializados para proteger a produção de energia da central fotovoltaica (por ex., análise de diagnósticos, estado da verificação da central fotovoltaica, etc.)
- Prestador de serviços de O&M: o prestador de serviços de O&M é responsável pelas atividades e operações da central fotovoltaica (por ex., atividades elétricas, gerenciamento de peças de reposição, verificação periódica, etc.). Devido aos perigos de choque e arco elétrico presentes nos sistemas fotovoltaicos, é fundamental que o pessoal fornecedor de O&M que interage com o sistema possua treinamento adequado, utilize os equipamentos de proteção individual apropriados e siga os procedimentos de segurança.

As atividades de manutenção podem ser categorizadas da seguinte forma:

- **Manutenção preventiva:** A Electropedia⁴⁶ define a manutenção preventiva no IEV ref 192-06-05 da seguinte forma: “manutenção realizada para mitigar a degradação e reduzir a probabilidade de falha”. É o serviço principal da manutenção da central fotovoltaica, que inclui inspeções visuais e físicas regulares programadas⁴⁷ de todos os principais componentes, de acordo com as recomendações estabelecidas pelos fabricantes de equipamentos originais (OEMs) e com o manual de O&M da central fotovoltaica. Todas essas atividades são incluídas em um plano de manutenção anual detalhado: ele fornece um cronograma estabelecido com um número específico de iterações para realizar a manutenção preventiva.
- **Manutenção corretiva:** A Electropedia define a manutenção preventiva no IEV ref 192-06-06 da seguinte forma: “manutenção realizada após a detecção de falhas para efetuar a reparação”. A manutenção corretiva geralmente inclui três fases de atividades:
 1. Solução de problemas ou diagnóstico de falha para identificar e localizar a causa da falha;
 2. Reparo temporário para recuperar a função necessária de um item com falha por um tempo limitado, enquanto aguarda a realização do reparo definitivo;
 3. Reparo para recuperar definitivamente a função de um item com falha.

A manutenção corretiva é geralmente uma manutenção extraordinária, porque é necessária após ocorrer um evento importante imprevisível na central fotovoltaica; geralmente, não está incluído no contrato de O&M.

- **Manutenção preditiva:** a manutenção preditiva é uma manutenção baseada em condições, realizada após uma previsão decorrente da análise e avaliação dos parâmetros significativos da degradação do item (de acordo com a EN 13306) ou resultante das experiências. A manutenção preditiva reduz o trabalho de emergência e não planejado relacionado à falha de um item, aumenta a disponibilidade da central fotovoltaica e reduz o tempo de reparo, para otimizar a manutenção e os custos de reposição.

⁴⁶ A Electropedia (também conhecida como "IEV Online") contém todos os termos e definições do Vocabulário Eletrotécnico Internacional ou IEC, que também é publicado como um conjunto de publicações na série IEC 60050 que podem ser solicitadas separadamente da loja online da IEC

⁴⁷ IEV ref 192-06-12 manutenção programada ou manutenção planejada é aquela realizada de acordo com um cronograma especificado

C.1 Protocolos de manutenção

Vários documentos sobre as melhores práticas para a manutenção de sistemas fotovoltaicos estão disponíveis na literatura

(por ex.: Solar Power Europe - Diretrizes de Melhores Práticas de Operação e Manutenção; NREL - Melhores Práticas em Operações e Manutenção de Sistemas Fotovoltaicos; etc.), a propósito, a IEC está desenvolvendo um novo padrão sobre a manutenção de sistemas fotovoltaicos: IEC 62446-2 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Requisitos para testes, documentação e manutenção – Parte 2: Sistemas conectados à rede de transmissão – Manutenção de sistemas fotovoltaicos.

Esta norma incluirá os protocolos de manutenção, porém não especifica os intervalos de verificação ou manutenção, pois eles devem ser estabelecidos pelo fornecedor de O&M, de acordo com as condições do local.

Alguns exemplos de tarefas e itens sujeitos à manutenção preventiva estão indicados na Tabela 13.

Tabela 13

Componente	Tarefa
Módulos fotovoltaicos	Inspeção quanto à presença de: <ul style="list-style-type: none"> - rachaduras - microrrachaduras - quebra - marcas de queimadura - trilhas de caracol (snail trails) - estado do solo ou excrementos Geração de imagens por IV de: <ul style="list-style-type: none"> - caixas de derivação - células - conexões internas de módulos fotovoltaicos - conectores Verificação de conectores
Arranjo	Atividade de animais ou pragas no sob o arranjo Teste periódico de resistência de isolamento Verificação de sombras não consideradas Gerenciamento da vegetação - corte, remoção, controle
Inversor	Verificação do aviso do sinal Verificações internas do inversor Manutenção periódica – especificada pelo fabricante Verificação das ventoinhas Limpeza dos filtros de ar Teste de paradas de emergências e intertravamentos
Caixas de derivação	Verificar as marcas de aperto nas terminação de campo e reapertar os terminais de campo ou fábrica, se necessário Procurar por <ul style="list-style-type: none"> - resíduos - sinais de água - descoloração por queimadura/arco voltaico nos terminais, placas, porta-fusíveis - depósitos de poeira nas superfícies de contato Geração de imagens por IV de conexões Substituição de fusíveis (em caso de disparo) Verificação de DPSs Verificação do funcionamento de chaves seccionadoras
Cabeamento	Verificação do cabeamento de módulos/strings Realização do teste periódico de resistência de isolamento
Aterramento	Realização do teste de continuidade do sistema de aterramento
Montagem do sistema	Verificar quando à presença de ferrugem, corrosão, deflexão, deformação, quebra, aperto de parafusos da estrutura de suporte
Rastreador	Verificação da orientação Manutenção periódica de acordo com as especificações do fabricante Verificação dos sensores de segurança
Componentes meteorológicos/dados	Alinhamento de sensores, limpeza, fluxo de ar Realização de calibração periódica

C.2 Investigação de falhas

Para fazer a manutenção no sistema fotovoltaico, o fornecedor de O&M deve possuir a documentação da instalação fotovoltaica (por ex.: Diagrama de fiação, esquema de strings, fichas técnicas, etc.) à disposição de acordo com a IEC 62446-1 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede de transmissão - Parte 1: Requisitos para a documentação do sistema, testes e inspeção de colocação em funcionamento.

Para procurar uma falha no campo fotovoltaico, podem ser realizados alguns testes de diagnóstico. Os principais testes que podem ser realizados no campo fotovoltaico estão descritos na EC 62446-1:

- continuidade de aterramento de proteção e condutores de ligação equipotencial;
- teste de circuito aberto de strings;
- medição de corrente de strings fotovoltaicas;
- teste de curto-circuito de strings fotovoltaicas;
- teste da caixa de derivação de strings fotovoltaicas;
- resistência do isolamento de circuitos de CC;
- teste da curva I-V de strings;
- teste de diodo de bloqueio;
- inspeção de infravermelho.

Mais detalhes sobre a inspeção de infravermelho de módulos fotovoltaicos estão disponíveis na IEC TS 62446-3 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Requisitos para testes, documentação e manutenção - Parte 3: Módulos e centrais fotovoltaicas - Termografia infravermelha em ambientes externos.

C.3 Modernização e repotenciação (revamping e repowering)

A modernização e repotenciação são geralmente consideradas parte da manutenção extraordinária. A modernização consistem em substituir os componentes com defeito por novos que sejam mais eficientes (mantendo a potência da central sem alterações) e/ou instalar itens que podem otimizar o desempenho da instalação fotovoltaica e/ou realizar uma reengenharia dela.

A intervenção de repotenciação consiste em substituir os componentes por novos que sejam mais eficientes com o objetivo de obter uma potência mais elevada da central, mantendo as suas características de contorno inalteradas (por ex., a ocupação do terreno).

Existem várias razões pelas quais a modernização / repotenciação de centrais fotovoltaicas pode ser necessária:

- obsolescência dos ativos fotovoltaicos;
- indisponibilidade de peças de reposição e suporte para itens essenciais (por ex., módulos fotovoltaicos, inversores, etc.);
- melhorias tecnológicas;
- diminuição no preço de componentes essenciais;
- Substancialmente: as CAPEX relacionadas à instalação de novos componentes são menores que o OPEX para manter os componentes antigos.

São alguns exemplos de atividades de modernização:

- substituição de módulos fotovoltaicos;
- substituição de inversores;
- substituição de transformadores de média tensão/baixa tensão;
- instalação de otimizadores de potência;
- remoção do transformador de baixa tensão/baixa tensão (quando isso é permitido pelas regulamentações);
- recabeamento de strings, a fim de reduzir os efeitos de sombras inesperadas;
- alteração do ângulo de inclinação da estrutura de fixação, a fim de reduzir o efeito das sombras.

—
Equação 144

C.4 Sistema de monitoramento e supervisão

Em geral, o sistema de monitoramento de uma central fotovoltaica deve permitir o monitoramento dos parâmetros de operação dos componentes envolvidos na conversão de energia. O sistema de monitoramento é necessário para monitorar o desempenho energético do sistema fotovoltaico e identificar os problemas e falhas.

A precisão e complexidade necessárias do sistema de monitoramento dependem do tamanho do sistema fotovoltaico e dos objetivos dos usuários. O sistema de monitoramento, de acordo com a IEC 61724-1, pode ser classificado da seguinte forma:

- Classe A – alta precisão;
- Classe B – média precisão;
- Classe C – mínima precisão.

C.4.1 Normas

As normas de referência relacionadas ao sistema de monitoramento são:

- IEC 61724-1 - desempenho do sistema fotovoltaico - Parte 1: Monitoramento
- IEC 61724-2 - desempenho do sistema fotovoltaico - Parte 2: método de avaliação da capacidade
- IEC 61724-3 - desempenho do sistema fotovoltaico - Parte 3: método de avaliação energética

C.4.2 - Componentes e sensores do sistema de monitoramento

A IEC 61724-1 define o sensor exigido para o sistema de monitoramento e o seu número, dependendo da classe do sistema de monitoramento.

Os parâmetros que podem ser medidos e obtidos são:

- radiação em plano (POA);
- radiação global horizontal (GHI);
- temperatura de módulos fotovoltaicos;
- temperatura ambiente;
- velocidade do vento;
- direção do vento;
- pluviosidade;
- tensão de arranjos;
- corrente de arranjos;
- potência de arranjos;
- tensão de saída CA;
- corrente de saída CA;
- potência de saída CA;
- energia de saída CA.

Todos os dados são coletados no local pelos registradores de dados. O intervalo de amostragem e registro é definido pela IEC 61724-1, de acordo com a classe do sistema de monitoramento.

C.4.3 Indicadores-chave de desempenho (KPIs)

Os KPIs principais utilizados para o monitoramento do sistema fotovoltaico estão indicados abaixo.

Rendimento de referência: representa a energia que se pode obter em condições ideais, sem perdas, durante um determinado período de tempo.

$$Y_r(i) = \frac{H(i)}{G_{STC}}$$

Onde:

- $Y_r(i)$ rendimento de referência para o período i expresso em horas de pico do sol (h) ou (kWh/kW);
- $H(i)$ é a radiação medida no plano dos módulos para o período i (kWh/m²);
- G_{STC} a radiação de referência sob condições padrão de teste (STC - 1000 W/m²).

Rendimento final do sistema - rendimento específico: é a medição da energia total gerada por kWp instalado durante um determinado período de tempo.

—
Equação 145

$$Y_f = \frac{E_{out}}{P_0}$$

Onde:

Y_f Rendimento específico da central para o período i , expresso em (kWh/kWp) ou horas de pico do sol (h);

E_{out} Produção de energia da central ou energia da central medida para o período i (kWh);

P_0 potência de pico CC da central (potência nominal) (kWp).

Razão de desempenho (RD): é um indicador de qualidade da central fotovoltaica.

—
Equação 146

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

Outros KPIs são definidos pela série IEC 61724.

C.5 Manutenção de inversores

C.5.1 Inversor de strings

Na manutenção dos inversores de strings, deve-se fazer uma distinção de acordo com o tipo de ventilação (resfriamento): pode ser por convecção natural ou ventilação forçada.

Em caso de convecção natural, a dissipação é atribuída ao fluxo natural de ar através das aletas do dissipador de calor. Esse tipo de inversor pode ser considerado como "isento de manutenção", com exceção da limpeza do dissipador de calor para garantir o fluxo de ar adequado.

Em caso de ventilação forçada, as ventoinhas "empurram" ar fresco nas aletas do dissipador de calor: a ventilação forçada é mais eficaz que a convecção natural e requer menos superfícies de troca de temperatura (dissipadores de calor mais baixos e, portanto, menos pesados); no entanto, a ventilação forçada requer a existência de ventoinhas, que são componentes sujeitos ao desgaste a longo prazo (a substituição é geralmente necessária após 10 anos de operação). Além disso, é necessária uma limpeza periódica do filtro / grade de admissão de ar. A frequência muitas vezes depende das características do local de instalação (presença de poeira, sal, sujeira, etc.).

Seja como for, o cliente deve consultar as indicações que são fornecidas no manual do produto, tanto no que diz respeito à manutenção periódica quanto à vida útil ou substituição prévia de componentes sujeitos ao desgaste.

C.5.2 Inversor centralizado

Os inversores centralizados geralmente exigem manutenção. O plano de manutenção normalmente inclui:

- limpeza dos filtros de admissão de ar;
- verificação termográfica (geração de imagens por IV) de conexões.

Em geral, a manutenção (além da intervenção em si e, portanto, dos benefícios que ela proporciona) é uma operação que permite verificar o status da máquina e, eventualmente, avaliar as atividades de modernização pretendidas

Abreviações e acrônimos

CA	Corrente alternada	ID	Dispositivo de interface
ACB	Disjuntor a ar	IGBT	Transistor bipolar de porta isolada
AM	Massa de ar	IPS	Sistema de proteção de interface
a-Si	Silício amorfo	IT	Transformador de instrumentos
BAPV	Energia fotovoltaica aplicada em edifícios	ITO	Óxido de índio-estanho
BIPV	Energia fotovoltaica integrada em edifícios	LETID	Degradação induzida por luz e temperatura elevada
BOS	Balanco do sistema	LID	Degradação induzida pela luz
CAPEX	Despesa de capital	LPL	Nível de proteção contra raios
CdTe	Telureto de cádmio	LPS	Sistema de proteção contra raios
CIGS	Cobre índio gálio selênio	BT	Baixa tensão
CIS	Cobre índio selênio	MCB	Disjuntor em miniatura
CPV	Energia solar fotovoltaica de concentração	MCCB	Disjuntores de caixa moldada
c-Si	Silício cristalino	MJ	Multijunção
CT	Transformador de corrente	MOV	Varistores de óxido metálico
CZTS	Sulfeto de cobre, zinco e estanho	MPP	Ponto de potência máxima
CC	Corrente contínua	MPPT	Rastreador do ponto de potência máxima
DSC	Célula solar sensibilizada por corante	MT	Média tensão
DSO	Operador do sistema de distribuição	MWT	Tecnologia Metal Wrap Through
DSSC	Células solares sensibilizadas por corante	OPC	Condições operacionais
EWT	Tecnologia Emitter Wrap Through	OPV	Células fotovoltaicas orgânicas
FF	Fator de preenchimento	OSC	Células solares orgânicas
GaAs	Arsenieto de gálio	PID	Degradação induzida pelo potencial
GD	Dispositivo geral	RD	Razão de desempenho
GDT	Tubos de descarga de gás	PSC	Células solares de perovskita
GenD	Dispositivo gerador	PV	Energia solar fotovoltaica
GHI	Radiação global horizontal	PWM	Modulação de largura de pulso
GSM	Sistema global para comunicações móveis	QDSC	Célula solar de ponto quântico
GTI	Radiação global inclinada	RCD	Dispositivo de corrente residual
HJT	Heterojunção	SCC	Capacidade de curto-circuito
AT	Alta tensão	SPD	Dispositivo de proteção contra surtos
IBC	Células solares de contato posterior interdigitado	STC	Condições padrão de teste
		TT	Transformador de tensão





ABB Ltd.

Affolternstrasse 44
CH-8050 Zurique
Switzerland

<https://new.abb.com/low-voltage/industries/solar>

As informações contidas neste documento são apenas para fins de informações gerais. Embora a ABB se esforce para manter as informações atualizadas e corretas, não faz representações ou garantias de qualquer tipo, expressas ou implícitas, sobre a integridade, precisão, confiabilidade, adequação ou disponibilidade em relação às informações, produtos, serviços ou gráficos relacionados contidos neste documento para qualquer finalidade. Qualquer confiança depositada em tais informações é, portanto, estritamente por seu próprio risco. A ABB se reserva no direito de descontinuar qualquer produto ou serviço a qualquer momento.
© Copyright 2019 ABB. Todos os direitos reservados.