ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

CONCEITOS, APLICAÇÕES
E ESTUDOS DE CASO.

International Copper
Association Brazil
Copper Alliance

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

CONCEITOS, APLICAÇÕES E ESTUDOS DE CASO.

Texto elaborado por:

Engenheiro Vinicius Ayrão

International Copper Association Brazil
Copper Alliance

GUIA DE LEITURA

Essa publicação objetiva fornecer uma ampla visão sobre o mercado de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil, incluindo desde o desenvolvimento do mercado brasileiro, conceitos básicos de dimensionamento da potência do sistema fotovoltaico, projeto elétrico do sistema, vícios e problemas encontrados em instalações, aterramento e equipotencialização até a análise de investimentos e estudos de caso.

A abrangência dos temas e o objetivo inicial da publicação, de conseguir atender a um público heterogêneo, tornou o projeto complexo. A solução encontrada foi aprofundar tecnicamente aquilo estritamente necessário e evitar sempre que possível os jargões de engenharia a fim de facilitar aos leitores a compreensão do assunto.

Para simplificar a leitura, os capítulos estão divididos da seguinte forma:

- O capítulo 1 é destinado a quem tem curiosidade sobre a história da eletricidade no Brasil e as percepções do mercado atual. Visita também as previsões do mercado de sistemas fotovoltaicos para geração distribuída e se destaca como conteúdo importante a estudantes de graduação em engenharia, àqueles de cursos técnicos e ainda aos empresários que pretendam ingressar no mercado.
- Os capítulos 2 e 3 fornecem as informações básicas do dimensionamento da potência de um sistema fotovoltaico e os principais fatores que afetam a geração de energia. Também é importante para estudantes de engenharia, de cursos técnicos e empresários que pretendam entrar no mercado.
- Os capítulos 4, 5 e 6 são destinados àqueles que possuem conhecimentos técnicos em eletricidade. O propósito é esclarecer aos responsáveis pelo projeto elétrico de sistemas fotovoltaicos os principais pontos do projeto e o dimensionamento elétrico, tudo em conformidade com as Normas IEC vigentes e com a Norma ABNT NBR 16690. A opção foi evitar o cálculo complexo, tornando acessível à maioria que deseje saber mais sobre o assunto. Claro está que engenheiros e técnicos em eletrotécnica terão facilitada a compreensão do assunto. O conteúdo é importante para engenheiros eletricistas, engenheiros de energia, técnicos em eletrotécnica e estudantes destas áreas.
- O capítulo 7 trata sobre vícios e falhas em instalações fotovoltaicas existentes no Brasil. Importante para empresários do ramo, engenheiros, técnicos e integradores;

- O capítulo 8, incluído para prestigiar a demanda expressa na pesquisa prévia realizada, aborda os aspectos de análise econômica de investimentos. É destinado, principalmente, aos diretores, gerentes comerciais e gestores responsáveis pela tomada de preços.
- O capítulo 9, estudo de casos, é destinado àqueles que já militam na área, para auxiliar tanto para persuadir os clientes quanto para fornecer modelos decomo realizar o seu próprio estudo de caso.
- O Capítulo 10 é ao mesmo tempo uma conclusão e uma declaração de esperança de futuro, destinado a todos que tiveram a gentileza e o interesse de acompanhar essa obra até o fim.

A expectativa é que a leitura desse material seja tão gratificante para quem lê quanto o foi para o autor que o escreveu.

Uma boa leitura a todos.

Rio de Janeiro, 30 de outubro de 2018.

Vinicius Ayrão

ESCLARECIMENTOS

O presente documento foi redigido meramente para fins de informação e debate. As informações aqui presentes não devem ser consideradas e aplicadas a todas as circunstâncias, em virtude das características específicas de cada tipo de instalação e projeto. O ICA/Procobre e o autor desta publicação não se responsabilizarão por qualquer dano ou prejuízo causado pelo uso das informações aqui contidas, uma vez que este documento não dispensa a consulta às Normas ABNT NBR da Associação Brasileira de Normas Técnicas, outras fontes normativas aplicáveis e a realização de estudo da instalação ou projeto específico.

SUMÁRIO

GUIA DE LEITURA **2**
SUMÁRIO **4**
CAPÍTULO 1 ..... **9**
INTRODUÇÃO **9**
GERAÇÃO CENTRALIZADA **9**
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – O QUE É E SUA IMPORTÂNCIA PARA O BRASIL **11**
1. O que permitiu o desenvolvimento do mercado de geração distribuída no Brasil **11**

1.1. Injeção de energia na rede da concessionária de energia elétrica 12
1.2. Custo dos equipamentos 15
1.3. Ausência de mão de obra capacitada para projetar e instalar sistemas fotovoltaicos 15

2. Mercado Atual **15**
3. Expansão do Mercado Nacional **17**

CAPÍTULO 2 ..... **17**
Conhecendo um sistema fotovoltaico **17**
1. Efeito fotovoltaico **17**
2. Tipos de um sistema fotovoltaico **18**

2.1. Características dos sistemas 18

3. Principais equipamentos de um sistema fotovoltaico **20**

3.1. Inversores fotovoltaicos 20
3.2. Módulos Fotovoltaicos 24

CAPÍTULO 3 ..... **27**
Dimensionamento da potência de um sistema fotovoltaico **27**
1. Variáveis que influem na geração de energia **27**

1.1. Irradiância 27
1.2. Insolação 27
1.3. Ângulo Azimutal 27
1.4. Ângulo de inclinação em relação à superfície terrestre 28

2. Dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede **28**

CAPÍTULO 4 ..... **29**
Projeto elétrico de um sistema fotovoltaico **29**
1. Conceitos iniciais **30**

1.1. Análise Inicial 30
1.2. Quantificação do gerador fotovoltaico 30
1.3. Esquema básico de instalações 31
1.4. Seleção, especificação e dimensionamento de componentes 31
1.5. Levantamento dos materiais 32

2. Dimensionamento elétrico **33**

2.1. Influências Externas 33
2.2. Esquemas Elétricos de um arranjo fotovoltaico 34
2.3. Seccionamento 40
2.4. Proteção contra sobrecorrentes 45
2.5. Proteção contra sobretensão transitória 47

3. Seleção e instalação de componentes elétricos **51**

3.1. Tensão máxima de operação 51
3.2. Dispositivos para proteção contra sobrecorrentes 51
3.3. Linhas elétricas 52

CAPÍTULO 5 ..... **57**
Aterramento e equipotencialização **57**
1. Aterramento **57**
2. Medição da resistência de aterramento – 10 ohms? **58**
3. Equipotencialização **59**

CAPÍTULO 6 ..... **60**
Sistemas fotovoltaicos em instalações existentes **60**
1. Aterramento e equipotencialização **60**
2. Ausência de disjuntores nos quadros nos quais o sistema fotovoltaico será interligado às instalações elétricas **61**
3. Instalação existente com dispositivo DR instalado como geral do quadro **61**

CAPÍTULO 7 ..... **62**
Vícios e problemas nas instalações fotovoltaicas do Brasil **62**
1. Dispositivos de CA em CC **62**
2. DPS que não atendem aos sistemas fotovoltaicos **64**
3. Aterramento **65**
4. Uso de condutores isolados 450/750 V **70**
5. Vícios e falhas diversas **71**

CAPÍTULO 8 ..... **73**
Análise de investimentos **73**
1. Matemática Financeira **73**

1.1. Por que o valor do dinheiro varia no tempo? 73

2. Por que investir em um sistema fotovoltaico **74**
3. Conceitos básicos de matemática financeira **74**

3.1. Juros Simples 75
3.2. Juros Compostos 75
3.3. Fluxo de Caixa 76

4. Técnicas de análises de investimentos **76**

4.1. Período de Payback simples 76
4.2. Período de Payback Composto 77
4.3. VPL (valor presente líquido) 77
4.4. TIR (taxa interna de retorno) 78

5. Exemplos **78**

5.1. Payback Simples 80
5.2. Payback descontado 80
5.3. VPL (valor presente líquido) 81
5.4. TIR (taxa interna de retorno) 81
5.5. Análise do investimento 81

6. Comentários 82
CAPÍTULO 9 ..... **82**
Estudos de caso 82
1. Instalação residencial – 3,75 kWp 82
2. Instalação comercial – 98,28 kWp 87
3. Instalação residencial com microinversor e direções diferentes – 2,00 kWp 91
CAPÍTULO 10 ..... **96**
Energia Solar e o início de uma nova era? 96
BIBLIOGRAFIA **98**

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O avanço no desenvolvimento da tecnologia que nos permitiu gerar, distribuir e usar a energia elétrica teve seu advento no período em que os historiadores chamam de 2ª revolução industrial[1].

Nos Estados Unidos este é um período associado com a eletrificação de Nicolas Tesla, Thomas Alva Edison e George Westinghouse.

GERAÇÃO CENTRALIZADA

O desenvolvimento da tecnologia acarretou demandas cada vez maiores de produção e de transporte até o local de consumo da energia elétrica.

Para enfrentar a necessidade da geração de energia existem as usinas hidrelétricas, termoelétricas e termonucleares. Estas usinas, em virtude de suas características técnicas, estão localizadas frequentemente em pontos distantes dos aglomerados urbanos.

Essa forma de geração de energia, cujas usinas são de grande porte e localizadas longe dos centros de distribuição é conhecida como Geração Centralizada.

No Brasil, o uso da energia elétrica teve como marco pioneiro a Usina Hidrelétrica Ribeirão do Inferno, em 1883, destinada aos serviços de mineração em Diamantina, Minas Gerais. Ilustram esse ciclo de desenvolvimento: a Usina Hidrelétrica da Companhia Fiação e Tecidos São Silvestre, de 1885, no município de Viçosa, também em Minas Gerais; a Usina Hidrelétrica Ribeirão dos Macacos, em 1887, no mesmo estado; a Usina Termelétrica Velha Porto Alegre, em 1887, no Rio Grande do Sul; e a Usina Hidrelétrica Marmelos, de 1889, em Juiz de Fora, Minas Gerais, por iniciativa do industrial Bernardo Mascarenhas[2].

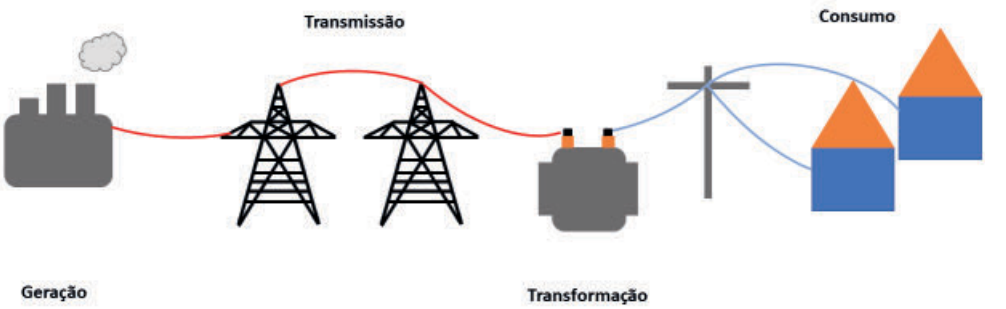


Figura 1 - Geração Centralizada

[1]https://pt.wikipedia.org/wiki/Segunda_Revolu %C3 %A7 %C3 %A3o_Industrial

[2]https://www.portalsaofrancisco.com.br/curiosidades/historia-da-eletricidade-no-brasil

Até os anos 30 foi mantida, substancialmente, a geração local de energia (próxima aos centros de consumo).

A partir de 1940 é possível constatar o crescimento de grandes centrais geradoras devido ao avanço do conhecimento que proporcionou redução de custos para essa solução.

A Eletrobras, criada em 1961, assume o processo de nacionalização e estatização do setor, iniciado anteriormente.

Avançando na linha do tempo, chega-se à crise do petróleo, em 1973.

Enfrentando preços em disparada, o governo brasileiro inicia uma política de incentivo à substituição de combustíveis fósseis por eletricidade, nas indústrias de uso intensivo de energia.

No período compreendido entre 1970 e 1980 houve a expansão do consumo de energia; época de crescimento do parque gerador nacional com a construção de grandes centrais elétricas, como a Usina Hidrelétrica Tucuruí e a Usina de Itaipu.

Com a demanda crescendo houve necessidade de ser reforçado o conjunto das possibilidades de enfrentamento da crise energética, momento em que o país firma o Acordo Nuclear Brasil-Alemanha em 1975.

Avançando ainda mais, em 1998 foi criado o SIN (Sistema Interligado Nacional). Trata-se de um sistema que engloba a geração e transmissão de energia elétrica em praticamente todo o território nacional, abrangendo cerca de 99 % do consumo energético do país. O objetivo do SIN é aumentar a segurança energética e a confiabilidade do sistema.

E chega-se a fase do “apagão”, após 2001: frente ao racionamento imposto, a matriz energética nacional foi modificada, com a entrada de outras fontes de energia elétrica, tais como as usinas termelétricas, eólicas e solares cada qual com sua própria trajetória.

O crescimento acelerado do parque eólico no Brasil começou na primeira metade dos anos 2000, tendo atingido a marca de 9.611 MW em 2016, representando, à época, 6,8 % da capacidade instalada do SIN.

As usinas de geração centralizada de fonte solar, no entanto, só iniciam a operação no segundo semestre de 2017. O ONS (Operador Nacional do Sistema) previu que em 2021 haverá 2.182 MW de usinas solares de geração centralizada instaladas no SIN.

Com a visão panorâmica de eventos apresentada até aqui, fica a pergunta:

E se a geração de energia fosse próxima ao consumidor ou no próprio consumidor?

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – O QUE É E SUA IMPORTÂNCIA PARA O BRASIL

O termo geração distribuída não é de consenso comum entre os diversos autores[3]. Aqui será utilizada a definição adotada pelo INEE (Instituto Nacional de Eficiência Energética):

Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es), independente da potência, tecnologia e fonte de energia. As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores. A GD inclui:

- Cogeração;
- Geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis do processo;
- Geradores de emergência;
- Geradores para operação no horário de ponta;
- Sistemas fotovoltaicos;
- Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's.

Por essa definição, conclui-se que a geração distribuída sempre foi utilizada no Brasil, principalmente pelo uso de geradores com motor a combustão (óleo diesel ou gás natural) para geração de emergência e no horário de ponta.

No entanto, até 2012, uma série de restrições estabelecidas impedia de se injetar energia na rede da concessionária de energia elétrica. A geração distribuída era, praticamente, para o consumo no mesmo momento da geração.

O incentivo ao uso de geração distribuída, principalmente oriunda de fontes renováveis de energia, é de interesse do país. Isto porque investimentos em grandes usinas e linhas de transmissão provocam fortes impactos ambientais, mesmo para as usinas hidrelétricas e há que se computar esse alto custo.

Ao fornecer ao consumidor a possibilidade de investir e gerar sua própria energia (em parte ou toda) retira-se, ou pelo menos se posterga os investimentos do Estado. O montante que seria investido poderá, com esta alternativa, ter novo direcionamento, atendendo às outras tantas necessidades do país.

1. O QUE PERMITIU O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

A impossibilidade de injeção na rede da concessionária de energia elétrica era o principal entrave à expansão dos sistemas fotovoltaicos no Brasil.

[3]SEVERINO, Mauro Moura; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: DISCUSSÃO CONCEITUAL E NOVA DEFINIÇÃO. Revista Brasileira de Energia , [S.l.], v. 14, n. 1, p. 47-69, jul. 2008. Disponível em: https://new.sbpe.org.br/wp-content/themes/sbpe/img/artigos_pdf/v14n01/v14n01a3.pdf Acesso em: 27 maio 2018.

Vale lembrar que a geração de energia se dá quando há sol. E o período em que há sol não implica em simultaneidade com a demanda. Logo, é fácil constatar a necessidade de dispositivos de acondicionamento de energia para equalizar o período em que é possível gerar a energia e o respectivo período de consumo. Os dispositivos de acondicionamento – as baterias –, no entanto, encareceriam significativamente o sistema e até inviabilizariam economicamente a alternativa em muitas ocasiões.

Lista-se então, quais eram as principais dificuldades para a expansão da geração distribuída:

- Impossibilidade de injetar energia na rede da distribuidora;
- Alto custo dos equipamentos;
- Ausência de mão de obra capacitada para projetar e instalar sistemas fotovoltaicos.

Ditos entraves foram paulatinamente superados, desde 2012, representando influência importante para a expansão do mercado.

1.1. Injeção de energia na rede da concessionária de energia elétrica

Resumidamente havia: a dificuldade do paralelismo com a rede de distribuição da concessionária de energia elétrica, a impossibilidade de injeção de energia nesta rede e, ainda, os expressivos custos de armazenamento, já mencionados aqui, ampliando os obstáculos à expansão do sistema.

Com tanta adversidade as aplicações eram muito específicas, principalmente em localidades onde a energia elétrica comercial não estava disponível, ou seu custo de implantação era impeditivo.

O cenário se altera, em 2012, quando a ANEEL editou a Resolução Normativa 482 (REN 482).

1.1.1. REN 482/2012

É facultada ao consumidor economicamente ativo a possibilidade de injetar a energia produzida de maneira independente nas redes das concessionárias de energia elétrica a título de empréstimo. E, ainda mais, a possibilidade de “receber”, de volta, a quantidade de energia por ele “gerada” desde que obtida de fonte renovável.

Foi criado, desta maneira, um sistema de débito/crédito energético que destrava o segmento.

As características da resolução:

- Aplicada a Usinas de fontes renováveis ou a Cogeração Qualificada[4];
- Limitada a Usinas de 1MW;
- Créditos válidos por um período de até 36 meses.

[4]Cogeração qualificada é o atributo concedido a cogeradores que atendem aos requisitos energéticos definidos na REN 235/2006 da ANEEL

A Resolução Normativa 687 (REN 687) introduz importantes alterações na REN 482, comentadas a seguir.

1.1.2. REN 687/2015

A REN 687/2015, que entrou em vigor em janeiro de 2016, alterou alguns pontos da REN 482. Tais mudanças permitiram impulsionar o que faltava ao mercado de geração distribuída no Brasil, principalmente o de energia solar.

As principais modificações:

- Ampliou o limite das Usinas para 5MW de fontes renováveis e para 3MW para PCH;
- Ampliou o período de créditos válidos para 60 meses.
- Outro avanço foi a criação de três novas modalidades de geração de energia solar:
  - Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras;
  - Geração compartilhada;
  - Autoconsumo remoto.

Tratadas a seguir:

Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras

Facultado aos condomínios horizontais ou verticais a instalação de uma usina em sua área comum e a utilização da energia gerada para compensar tanto a energia elétrica consumida nas áreas comuns quanto a energia consumida nas unidades autônomas.

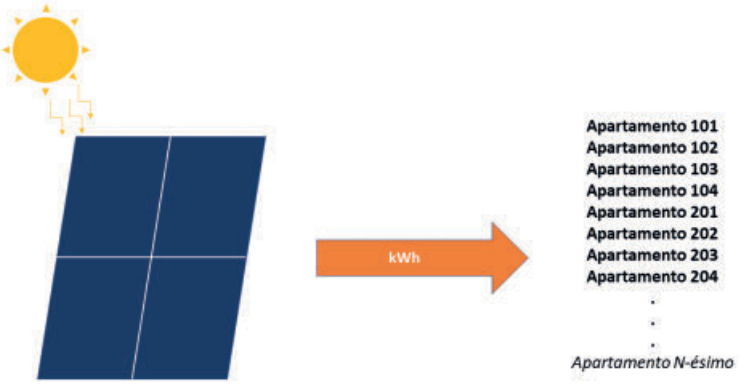


Figura 2 - Empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras

Geração Compartilhada

A modalidade, aplicada a um conjunto de consumidores quer sejam pessoas físicas ou jurídicas, autoriza compartilhar a geração de energia elétrica de uma usina fotovoltaica, desde que o local da instalação da usina e as unidades consumidoras que terão o abatimento de energia estejam localizadas na área de concessão de uma mesma concessionária.

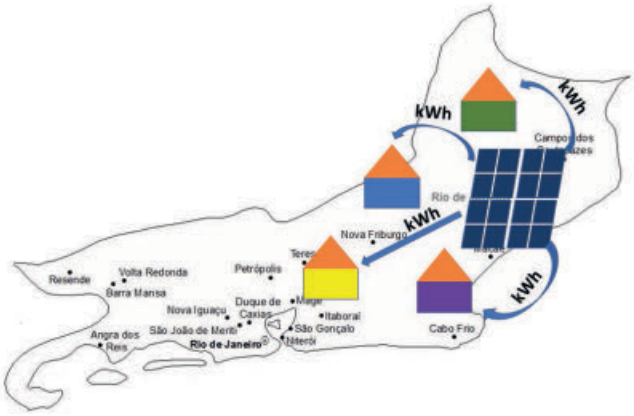


Figura 3 - Geração Compartilhada

Autoconsumo remoto

É permitido que se gere energia em um endereço e que o abatimento seja direcionado a outro, desde que as unidades consumidoras sejam do mesmo titular e que o local da instalação da usina e das unidades consumidoras que terão o abatimento de energia estejam localizadas na área de concessão de uma mesma concessionária.

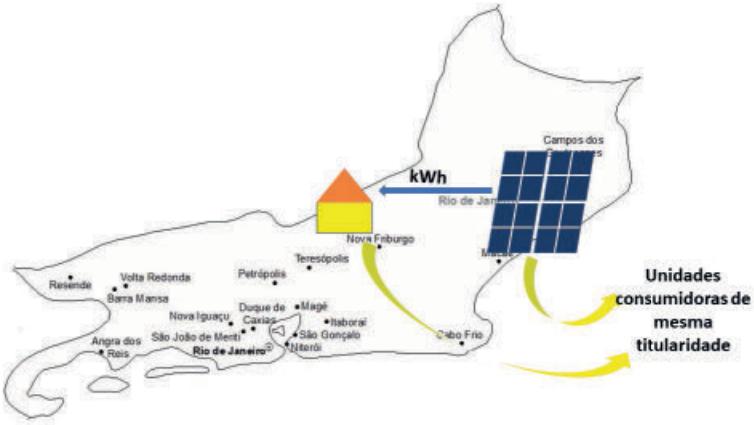


Figura 4 - Autoconsumo remoto

1.2. Custo dos equipamentos

Os principais equipamentos de um sistema fotovoltaico (inversores e módulos) eram originalmente importados. Somados aos seus custos de aquisição, haveria de se computar ainda, fretes, armazenamento, preservação, liberação alfandegária e impostos. Uma cadeia de custos nada desprezível.

O governo brasileiro, na intenção de aliviar o quadro, isentou de impostos federais (IPI, PIS/Pasep, e da Cofins) os módulos fotovoltaicos e também o gerador fotovoltaico (que consiste na comercialização em conjunto do módulo fotovoltaico e do inversor). Surgem, no mercado, distribuidoras de geradores fotovoltaicos (que o mercado chama de KIT fotovoltaico).

1.3. Ausência de mão de obra capacitada para projetar e instalar sistemas fotovoltaicos

Por este breve retrospecto, é possível identificar que após o marco regulatório e as isenções de impostos, as condições se tornaram mais atraentes para o mercado de sistemas fotovoltaicos. No entanto, como estavam as capacidades técnicas dos profissionais para realizar projetos e montagens? Constatando que havia essa lacuna, os primeiros distribuidores desenvolveram cursos de curta duração visando capacitar os profissionais.

Atualmente existe um grupo de empresas cujo negócio é capacitação de pessoas para atuar no setor de energia fotovoltaica, agora totalmente independente dos distribuidores.

2. MERCADO ATUAL

Superadas as barreiras iniciais o mercado entra em curva exponencial de crescimento.

Em 2012 foram instalados 3 sistemas fotovoltaicos no Brasil.

Em 2013 foram 53 e o crescimento seguiu em ritmo forte.

Chega ao patamar de 13.226 ligações em 2017.

Observe o Gráfico 1:

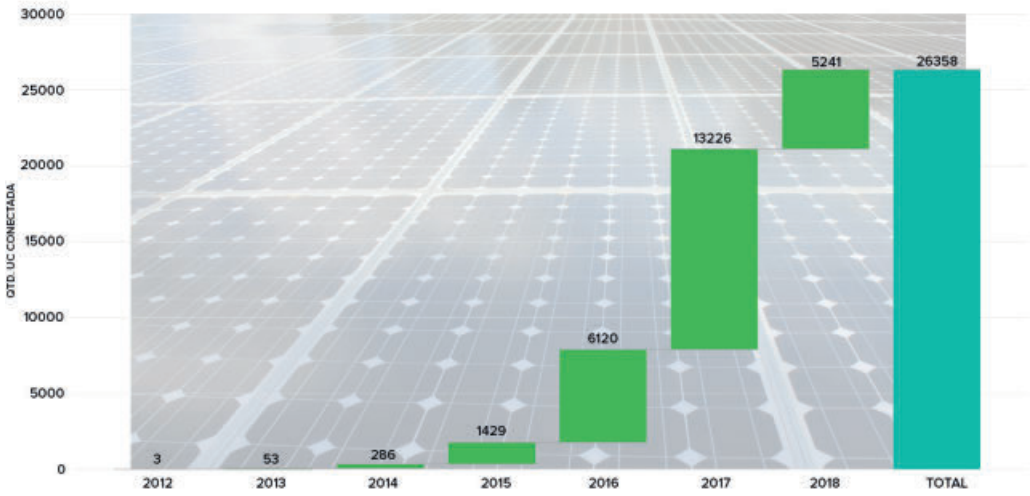


Gráfico 1 - Ligações fotovoltaicas x Ano - Extraído de http://renewenergia.com.br/portalbianeel/

Em abril de 2018 o Brasil tem instalado 239 MWp de sistemas fotovoltaicos em geração distribuída, em todos os estados da federação.

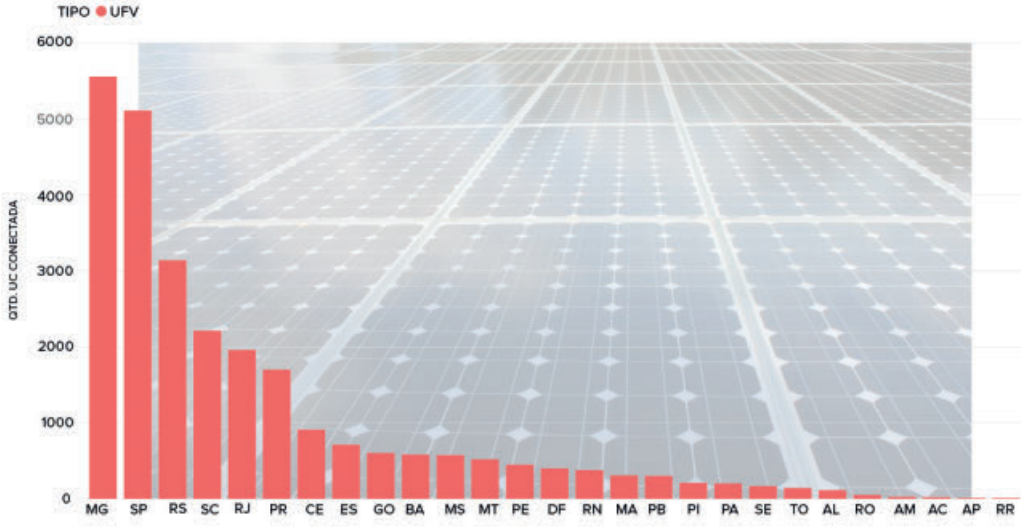


Gráfico 2 - Nº Conexões por estado - Extraído de http://renewenergia.com.br/portalbianeel/

3. EXPANSÃO DO MERCADO NACIONAL

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em seu Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 incluiu o estudo de crescimento da geração distribuída nos próximos anos no Brasil. A EPE estima que em 2026 haja cerca de 3.300 MWp de sistemas fotovoltaicos em geração distribuída no Brasil, que deverá ser suficiente para atender a 0,6 % do consumo nacional de energia.

Os sucessivos aumentos do preço da energia elétrica acima da inflação, associados à queda da taxa de juros básica da economia (taxa SELIC) permitem classificar a previsão da EPE como conservadora. O estudo (que é o mais recente disponibilizado) previa que a potência já instalada em abril/2018 (239 MW) só seria atingida em 2019, o que corrobora o conservadorismo do estudo.

CAPÍTULO 2

CONHECENDO UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Um sistema fotovoltaico nada mais é do que um conjunto de equipamentos que convertem a energia luminosa do sol em energia elétrica. Seu princípio de funcionamento é baseado no efeito fotovoltaico.

1. EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por Edmund Bequerel e consiste na criação de tensão elétrica ou de uma corrente elétrica correspondente num material, após a sua exposição à luz.

Considera-se que a era moderna da história da energia solar se inicia em 1954, no Bell Laboratories, onde Calvin Fuller desenvolveu o processo de dopagem do silício, experimento que depois foi melhorado por Gerald Pearson, também do Bell Laboratories.

A primeira célula solar foi formalmente apresentada na reunião anual da National Academy of Sciences, em Washington e anunciada numa conferência de imprensa no dia 25 de Abril de 1954. No ano seguinte a célula de silício foi aplicada pela primeira vez como fonte de alimentação de uma rede telefônica em Americus, na Geórgia.

Desde então, a tecnologia se desenvolve continuamente, permitindo o aproveitamento da energia elétrica originada na energia solar, de maneira cada vez mais eficiente.

2. TIPOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Um sistema fotovoltaico pode ser de três tipos:

- Sistema fotovoltaico isolado à rede (off grid)[5];
- Sistema fotovoltaico conectado à rede[5];
- Sistema fotovoltaico com bateria conectado à rede.

Nota: O mercado tem chamado de sistema híbrido o sistema fotovoltaico que trabalha como isolado e conectado à rede. No entanto essa terminologia está errada e nessa publicação se optou por mencionar o sistema com a terminologia que vem sendo adotada no TC-82 da ABNT[6] .

2.1. Características dos sistemas

2.1.1. Sistema Isolado

O sistema isolado não tem ligação com a rede de distribuição de energia elétrica. Visa atender o consumo próprio e pode alimentar cargas diretamente em CC (Figura 5) ou em CA (Figura 6).

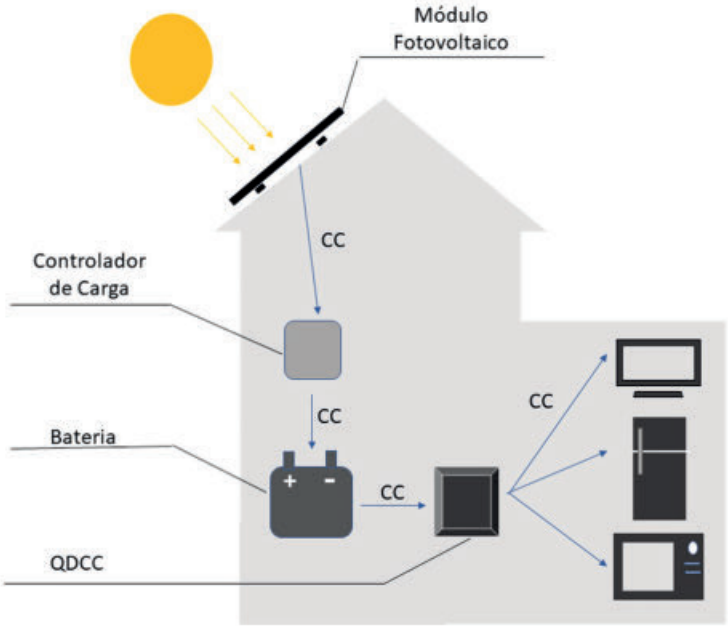


Figura 5 - Sistema isolado - Cargas em CC

[5]ABNT NBR 11704:2008

[6]A elaboração das Normas na ABNT é dividida em comitês técnicos. O TC-82 é o comitê técnico responsável pela elaboração das Normas referentes a sistemas fotovoltaicos.

Pode, ainda, empregar dispositivos de acondicionamento de energia.

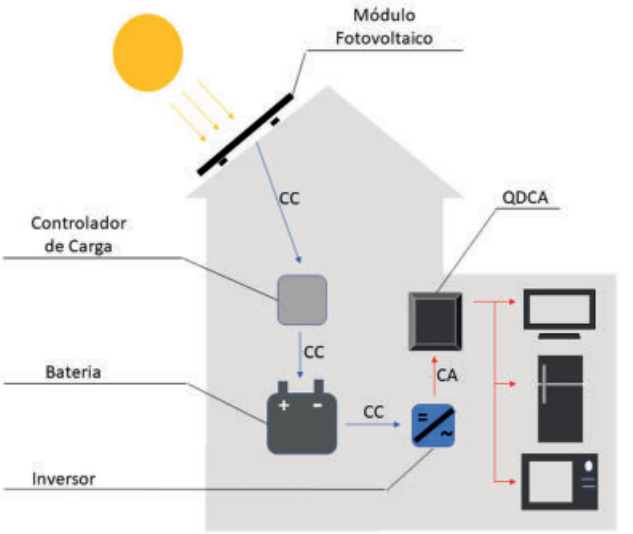


Figura 6 - Sistema isolado - Cargas em CA

Os sistemas sem acondicionamento de energia têm aplicações típicas em bombeamento. Os sistemas com acondicionamento de energia têm seus usos típicos em iluminação ("poste solar"), na área de telecomunicações, sinalização náutica, dentre outros.

2.1.2. Sistema Conectado à rede (on grid ou grid-tie)

Os sistemas conectados à rede estão interligados à rede de distribuição de energia elétrica da concessionária: se conectam a esta rede e alimentam as cargas em corrente alternada, necessariamente.

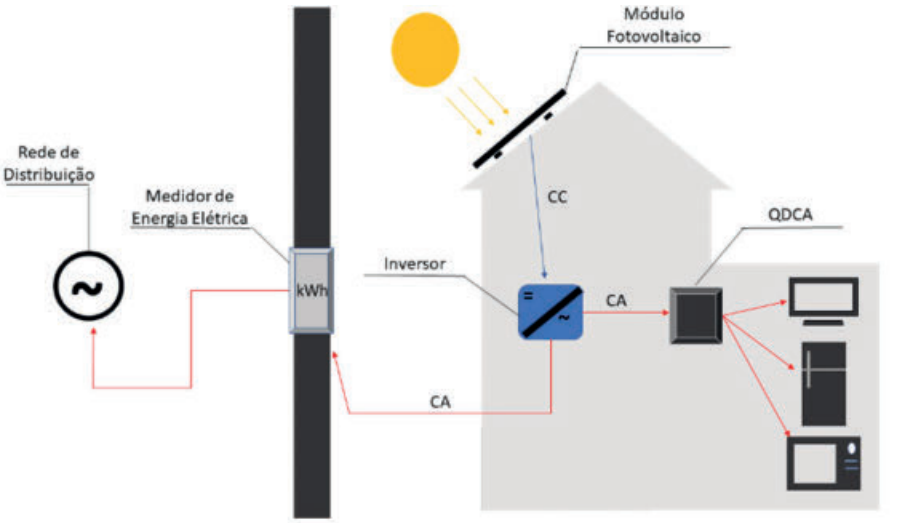


Figura 7 - Sistema conectado à rede

Nesse tipo de sistema, quando o consumo de energia é inferior à geração, o excedente é injetado na rede da concessionária, como se fosse um empréstimo, e devolvido quando a geração for inferior ao consumo. Na prática a concessionária funciona como uma grande bateria.

Uma das características de um sistema conectado à rede, é que, com a ausência de energia da concessionária, mesmo que haja incidência de energia solar sobre os módulos fotovoltaicos, não haverá alimentação das cargas.

2.1.3. Sistema fotovoltaico com bateria conectado à rede

Esse tipo de sistema fotovoltaico está interligado à rede de distribuição da concessionária e possui armazenamento de energia por baterias.

A ligação permite, mesmo na ausência de energia da concessionária, manter as cargas alimentadas, ou controlar os horários em que a energia será injetada na rede da concessionária, possibilitando um melhor gerenciamento energético.

Essa publicação dará enfoque ao sistema conectado à rede devido a sua predominante participação no crescimento do mercado brasileiro de sistemas fotovoltaicos.

3. PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Um sistema fotovoltaico conectado à rede possui dois equipamentos principais: inversores fotovoltaicos e módulos fotovoltaicos.

3.1. Inversores fotovoltaicos

Os inversores fotovoltaicos são equipamentos que convertem a energia elétrica, originada em corrente contínua nos módulos fotovoltaicos, para corrente alternada, em tensão e frequência compatíveis com a rede da concessionária de distribuição de energia.

Figura 8 - Inversores fotovoltaicos

Um inversor tem basicamente duas funções: maximizar a energia gerada e converter a energia de corrente contínua para corrente alternada.

Atualmente, em caráter comercial, há dois tipos de tecnologia de inversores: o inversor de string e aqueles com a tecnologia MLPE (module level power eletronics). A tecnologia MLPE, por sua vez, está subdividida em microinversores e inversores com otimizadores de potência.

Os inversores de string ainda são predominantes, no Brasil, porém o uso da tecnologia MLPE tem crescido bastante no mundo. De acordo com a GTM Research – The Global PV Inverter Landscape 2015, se referindo a 2014, 55 % das instalações fotovoltaicas dos Estados Unidos empregou inversores com MLPE.

3.1.1. SPPM – Seguimento do ponto de potência máxima (MPPT, em inglês)

É importante deixar claro que o objetivo de um sistema fotovoltaico é converter o máximo de energia possível para uso. Mas, a máxima energia que é possível converter em dado instante está sujeita a uma série de variáveis que alteram essa condição.

Visando maximizar a geração de energia, os inversores possuem uma função chamada de seguimento do ponto de potência máxima[7] (em inglês, MPPT).

Para esclarecer a questão: SPPM é a terminologia correta. No entanto, não é de uso corrente no Brasil, então, para melhor compreensão deste texto, será adotado o termo equivalente, difundido no mercado, que é MPPT.

3.1.2. Inversor de string tradicional

A mais antiga tecnologia de inversor para sistemas fotovoltaicos é o inversor de string. Nesse tipo de tecnologia, vários módulos estão ligados em conjuntos séries e paralelo, formando os arranjos fotovoltaicos. Como cada módulo fornece uma potência, a interligação entre eles permite obter altas potências na entrada do inversor. Entretanto, vale refletir neste ponto: quais são as duas funções principais necessárias num sistema fotovoltaico?

1) A maximização de energia (MPPT);

2) A conversão de energia, de corrente contínua para corrente alternada.

A tecnologia de inversor atende às duas, num só equipamento. E, ainda mais, normalmente, apresenta condição de menor custo de aquisição do que aqueles de tecnologia MLPE.

[7]NBR ABNT 10899:2013

Por outro lado, há que se observar o ônus de algumas limitações para o design do sistema:

- Os módulos de um mesmo arranjo fotovoltaico precisam possuir as mesmas características elétricas, o que dificulta futuras reposições em caso de manutenção, ou aproveitamento de estoque;
- A geração de energia de uma série é limitada pela pior geração individual da série, deste modo, o sombreamento em único módulo prejudica a geração de toda a série, limitando em alguns casos o aproveitamento da área disponível;
- Os arranjos fotovoltaicos ligados no mesmo MPPT precisam estar na mesma direção e inclinação.

Figura 9 - Inversor string tradicional - Imagem cedida pela Fronius

3.1.3. Tecnologia MLPE

3.1.3.1. Micro inversores

Se restava dúvida de que um micro inversor funciona exatamente como um inversor, só que em miniatura, a dúvida termina por aqui.

As funções de maximização de energia e de conversão de corrente contínua em corrente alternada são realizadas por um único equipamento. No entanto, a ligação deste pequeno equipamento está diretamente relacionada a uma pequena quantidade de módulos, de acordo com o modelo e fabricante.

Para se definir o que é um micro inversor, a fonte é o projeto de Norma ABNT NBR 16690:

“microinversor onde cada entrada em corrente contínua está associada a um único dispositivo de seguimento do ponto de máxima potência - SPMP e que possui potência máxima por entrada de 350 Wp e tensão máxima por entrada, em corrente contínua, não superior à faixa I da ABNT NBR 5410:2004, Tabela A.1”

Figura 10 - Microinversor - Imagem cedida pela Ecori

O microinversor, consoante ao projeto de Norma ABNT NBR 16690 e ainda à IEC 62548, dispensa o uso de seccionadores e proteções no lado de CC sempre que o comprimento total do condutor, entre a caixa de junção do módulo fotovoltaico e o microinversor, for inferior a 5 m. Por isso a execução é facilitada quando comparada a de um inversor de string tradicional.

Oportuno destacar que o microinversor, por operar com entradas individuais para cada módulo, também tem MPPT individuais. Comparado ao inversor de string oferece melhores opções de projeto e design.

Estes equipamentos têm expressiva aplicação nas montagens e projetos de sistemas fotovoltaicos para residências. De acordo com o Relatório da Greener do 4º trimestre de 2017, para instalações residenciais, caso o preço não fosse o fator decisivo de compra, 46,64 % dos integradores pesquisados optariam pelos microinversores, enquanto no 3º trimestre de 2017 esse número era de 34,10 %.

3.1.3.2. Inversores com otimizadores de potência

A produção de energia elétrica de um módulo fotovoltaico depende de uma série de fatores (irradiância, temperatura, inclinação, entre outros) e, por isso os inversores dispõem da função MPPT, que visa maximizar a geração de energia.

No entanto, para os inversores de string, essa maximização não se realiza “módulo-a-módulo”. A maximização ocorre no arranjo completo, o que significa que todo o arranjo é limitado pelas condições do pior módulo.

Na tecnologia de inversores com otimizadores de potência, a função do MPPT não é empreendida pelo inversor; é o otimizador que responde pela tarefa.

Os módulos se ligam aos otimizadores que por sua vez são ligados em série e/ou paralelo antes da ligação ao inversor.

Dessa forma, cada módulo trabalha em seu ponto de máxima potência, individualmente garantindo o máximo de geração possível. Empregando o otimizador, elimina-se as questões de sombreamento, módulos distintos e diferenças de direções e inclinações.

Figura 11 - Otimizador de potência - Imagem cedida pela Solaredge

Figura 12 - Inversor para uso com otimizador - Imagem cedida pela Solaredge

No início de 2018, existiam no mercado brasileiro dois distribuidores de geradores fotovoltaicos fornecendo inversores com tal tecnologia. A expectativa é que, em breve, novos distribuidores também passem a comercializar produtos com essa tecnologia.

A adoção dessa tecnologia e dos microinversores vem crescendo mundialmente.

3.2. Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são os equipamentos que convertem a energia solar em energia elétrica. Eles são compostos por células fotovoltaicas interligadas elétrica e mecanicamente, visando a obter uma maior disponibilidade de energia.

Um módulo fotovoltaico é constituído de várias células fotovoltaicas interligadas. As principais características elétricas são resumidas na relação entre a tensão e a corrente típica de uma célula ou módulo.

Todos os módulos fotovoltaicos apresentam uma curva característica que relaciona corrente e tensão, chamada de Curva I-V.

A Curva I-V de um módulo relaciona a corrente e tensão de um módulo para uma dada irradiância e temperatura de célula. Essa curva característica tem quatro pontos principais:

- Corrente de curto-circuito (I_{sc}) – corrente que circula quando os condutores, positivo e negativo, estão conectados, e por definição, a tensão é igual a zero nos terminais do módulo. No gráfico, é o ponto onde a curva I-V corta o eixo Y;
- Tensão de circuito aberto (V_{oc}) – tensão nos terminais do módulo quando a resistência entre os condutores, positivo e negativo, é infinita, e por consequência, a corrente é igual a zero. No gráfico, é o ponto onde a curva I-V corta o eixo X;
- Corrente de máxima potência (I_{mp}) – é a corrente que circula quando o módulo está produzindo a máxima potência possível em dadas condições;
- Tensão de máxima potência (V_{mp}) – é a tensão nos terminais do módulo quando ele está produzindo a máxima potência possível em dadas condições.

As duas principais tecnologias comerciais de módulos fotovoltaicos são de silício monocristalino e o policristalino.

A produção de energia de um módulo depende de uma série de fatores. Deste modo, foi necessário estabelecer condições padrão para implementar uma avaliação independente para os diferentes módulos e/ou de diferentes fabricantes.

As condições definidas são chamadas de STC (Standart Test Conditions), e visam informar o desempenho de um módulo quando a temperatura da célula é de 25 °C, a uma irradiância de 1000 W/m^2 e massa de ar 1,5 (AM 1,5)[8].

Como as condições STC diferem bastante das condições externas a que os módulos estarão submetidos em condições normais, os módulos também são ensaiados nas condições NOCT (normal operations cell temperature). As condições NOCT consideram uma irradiância de 800 W/m^2, e a temperatura da célula é de 45 (+/- 3) °C.

3.2.1. Módulos Monocristalinos

O processo de fabricação passa pelo aquecimento do bloco de silício ultrapuro em altas temperaturas que gerará um lingote de silício monocristalino, constituído de uma estrutura cristalina única com organização molecular homogênea.

[8]A radiação solar que chega à superfície da terra depende da distância do trajeto percorrido pelos raios solares e da composição da atmosfera (partículas). O índice AM 1,5 corresponde ao comportamento médio da radiação solar ao longo de 1 ano nos países temperados do hemisfério norte, incluindo os EUA, a Europa e Ásia, países pioneiros em instalações de sistemas fotovoltaicos. AM menores que 1,5 significam que a insolação é maior que os de AM 1,5. Extraído de: http://www4.feb.unesp.br/dee/docentes/alceu/2379teo_arquivos/05%20Aula%20Energia%20Solar%20FOTOVOLTAICAS.pdf

Figura 13 - Módulo monocristalino

Os módulos monocristalinos têm uma eficiência maior que os policristalinos. Apresentam custo um pouco superior quando comparados com os policristalinos, e, normalmente, perdem mais capacidade de geração de energia com a temperatura mais elevada do que os policristalinos. Em virtude disso, são mais vantajosos em regiões em que a temperatura ambiente é mais amena.

3.2.2. Módulos Policristalinos

Os módulos policristalinos são fabricados por um processo de produção mais barato do que àquele usado na produção dos módulos monocristalinos, mas sua eficiência é menor. Sofrem uma variação menor de perda de potência pela temperatura, sendo normalmente os de melhor relação custo benefício em regiões mais quentes, como o Brasil. São os mais utilizados no Brasil no segmento de geração distribuída.

Figura 14 - Módulo policristalino

CAPÍTULO 3

DIMENSIONAMENTO DA POTÊNCIA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

A geração de energia de um sistema fotovoltaico sofre influência de uma série de fatores. Em virtude disso, a afirmação, por exemplo, de que um gerador de 10 kWp gera 1.000 kWh por mês, não se sustenta. É necessário conhecer em quais condições e local esse sistema estará instalado para a estimativa.

Os principais fatores que afetam a geração de energia de um sistema fotovoltaico são:

1. VARIÁVEIS QUE INFLUEM NA GERAÇÃO DE ENERGIA

1.1. Irradiância

A irradiância é uma grandeza utilizada para expressar o quanto de radiação solar incide em determinada área e é expressa em W/m^2.

Tanto as condições STC quanto as condições NOCT são determinadas em função de uma irradiância, e com isso, os valores de potência instantânea de um módulo variam em função da irradiância instantânea.

Mantidos constantes todos os demais parâmetros (temperatura, inclinação, etc) se verifica que quanto maior for a irradiância mais potência instantânea o módulo é capaz de gerar.

1.2. Insolação

A irradiância informa potência por área, mas a grandeza que interessa realmente é a energia solar incidente. A insolação comunica, em determinado local, qual a energia solar por m2 incidente em determinada região por dia.

Esse dado facilita os cálculos em comparação com os dados de irradiância, pois permite utilizar quantidade menor de parâmetros para os cálculos de geração de energia elétrica.

1.3. Ângulo Azimutal

O ângulo azimutal é o ângulo entre o norte geográfico e a projeção do raio solar (direção do sol) no plano horizontal, com faixa de variação $-180° \leq \gamma s \leq +180°$ e, por convenção, positivo no sentido leste, com norte igual a 0°[9].

[9]*Redação dada pela ABNT NBR 10899:2013*

O sol, durante o dia, descreve diferentes ângulos azimutais. Como consequência, para os sistemas fotovoltaicos fixos, é preciso escolher em qual orientação se alcança a maximização da geração de energia.

No hemisfério SUL, esse aproveitamento máximo ocorre com os módulos voltados para o Norte geográfico.

1.4. Ângulo de inclinação em relação à superfície terrestre

O sol ocupa locais diferentes no céu a cada momento do dia e do ano, óbvio que a energia incidente a cada momento vai variar. A condição ideal seria poder mover os módulos, de forma que sempre estivessem no ângulo mais favorável possível para a geração de energia.

Sempre que for utilizado um sistema fotovoltaico fixo, diferentes inclinações proporcionarão diferentes gerações de energia anual na mesma condição.

Existe uma série de artigos que estimam essas variações em função da latitude do local, fornecendo, a princípio, o valor ótimo de inclinação para determinada região a fim de maximizar a geração de energia anual. A determinação do valor ótimo pode ser conseguida com ferramenta computacional ou mesmo com tabelas existentes na bibliografia técnica.

2. DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

Para determinar a energia estimada que um sistema pode gerar em determinado local, é preciso, primeiramente saber qual a insolação média diária daquela região.

Esses valores podem ser obtidos no site do CRESESB:

(http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&).

De posse desses valores, é possível calcular a potência do gerador em função da energia requerida, através da seguinte fórmula:

$E_p = E_s \times A_m \times h \times 365$

Sendo:

- E_p → energia anual produzida
- E_s → insolação média diária
- A_m → área do módulo
- h → rendimento do módulo
- 365 → dias do ano

O resultado dessa equação fornecerá os valores de geração sem considerar as perdas.

É preciso então usar um fator de redução a fim de calcular essas perdas, normalmente estimado na faixa de 20 %.

O cálculo, nesta metodologia, produz resultados aceitáveis para um pré-dimensionamento ou orçamento de menor porte. No entanto, para sistemas maiores, o mais indicado é usar ferramentas computacionais, principalmente em locais com sombreamento parcial nos módulos.

NOTA DO AUTOR

O estudo de sombreamento é necessário quando existem anteparos, construções vizinhas ou vegetação que ocasionarão sombras sobre os módulos durante determinados períodos.

CAPÍTULO 4

PROJETO ELÉTRICO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Houve uma lacuna na normatização das particularidades de um sistema fotovoltaico, tanto no Brasil quanto no exterior. Há forte influência desta lacuna nas instalações fotovoltaicas espalhadas pelo país. De fato, não se observa uma padronização nem de acertos nem de erros. Na intenção de preencher a lacuna, em 2013, a IEC publicou a primeira Norma, ainda um TS (Technical Specification)[10] – a IEC/TS 62548.

No Brasil, quando não há Norma publicada ou quando há ausência ou omissão sobre determinado assunto, devem ser observadas Normas internacionais (no caso, as IEC's).

Para sistemas fotovoltaicos implantados no período de 2013 até 2016, as Normas a serem seguidas para tais projetos e instalações deveriam ser a ABNT NBR 5410 e a IEC/TS 62548.

Em 2016, a IEC conseguiu chegar a um consenso e foi publicada a IEC 62548 (evoluindo de um TS).

Em 2015 se inicia a comissão na ABNT para desenvolver uma Norma especifica para instalações fotovoltaicas com base na IEC/TS 62548.

Recentemente, em março de 2018, esse projeto de Norma, denominado ABNT NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de Projeto entrou na fase de consulta pública.

Esclarecimento: as informações desse capítulo contemplam os aspectos do projeto de Norma ABNT NBR 16690.

Na opinião do autor, a futura publicação dessa Norma representará grande avanço para o mercado de instalações de sistemas fotovoltaicos no Brasil, principalmente no quesito segurança.

[10] Um TS é publicado quando o assunto em questão ainda está em desenvolvimento ou quando não existe consenso suficiente para aprovação da Norma

1. CONCEITOS INICIAIS

De acordo com Ademaro Cotrim[11], “projetar uma instalação elétrica para qualquer tipo de prédio ou local consiste, essencialmente em, de maneira racional, selecionar, dimensionar e localizar os equipamentos e outros componentes necessários a proporcionar, de modo seguro e efetivo, a transferência de energia elétrica de uma fonte até os pontos de utilização”.

Para enumerar as variáveis, etapas e sequência da concepção dos projetos de instalações elétricas fotovoltaicas será apresentado um roteiro básico, cujas etapas são explicadas em seguida:

- Análise inicial;
- Quantificação do gerador;
- Esquema básico de instalações;
- Seleção, especificação e dimensionamento dos componentes;
- Levantamento dos materiais.

1.1. Análise Inicial

Na fase de análise inicial, que, em muitos casos, ocorre paralelamente à fase do orçamento dos serviços, se busca entender quais são os dados básicos necessários ao dimensionamento.

A lista a seguir exemplifica:

- Consumo de energia da unidade consumidora;
- Tipo de atendimento de energia pela concessionária (tensão, potência, tipo de padrão de entrada de energia);
- Levantamento da área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos;
- Condições de instalação dos módulos (telhado, laje, solo, direção em que será instalado);
- Possíveis pontos de sombreamento;
- Disponibilidade de projetos de outras disciplinas;
- Características das condições das instalações elétricas existentes na unidade consumidora;
- Restrições de locais para instalação do inversor;
- Classificação das áreas quanto às influências externas, face à construção, ao meio ambiente e às utilizações;
- Determinação dos tipos de linhas elétricas a serem utilizados em função das restrições de influências externas.

[11] COTRIM, Ademaro A. M. B. Instalações Elétricas. 5. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009. 486 p.

1.2. Quantificação do gerador fotovoltaico

Concluída a fase anterior, é possível determinar a potência necessária do grupo gerador fotovoltaico e ainda as alternativas de local para a respectiva instalação.

Para o dimensionamento do gerador fotovoltaico algumas ferramentas auxiliam os profissionais: desde simples planilhas até sofisticados métodos computacionais.

Nos casos de sistemas de menor complexidade, claro está que cálculos mais simples darão conta da tarefa. Sistemas mais complexos, no entanto, necessitam de ambiente robusto para simulações das estimativas de geração de energia – ferramentas computacionais foram desenvolvidas com esta finalidade.

Para a próxima fase, ou seja, como saída deste processo, deverão estar determinados:

- Potência e quantidade dos módulos fotovoltaicos;
- Potência e quantidade de inversores;
- Geração anual estimada de energia;
- Compatibilidade ou não do gerador fotovoltaico com a entrada de energia.

1.3. Esquema básico de instalações

Nessa etapa, é gerado o esquema unifilar do sistema fotovoltaico como um todo, determinando:

- Definição dos arranjos fotovoltaicos (ligações série-paralelo dos módulos);
- Onde e qual o tipo do dispositivo para proteção contra sobrecorrente reversa (se aplicável);
- Localização dos dispositivos de proteção contra surtos, em CC e em CA;
- Localização dos dispositivos de seccionamento;
- Esquema unifilar da caixa de junção (string box);
- Esquema unifilar do quadro de proteção/seccionamento em CA do(s) inversor(es);
- Esquema de aterramento utilizado.

1.4. Seleção, especificação e dimensionamento de componentes

Superadas as questões relevantes das fases anteriores, é o momento de especificar e dimensionar os componentes do sistema.

A especificação deve, além das características técnicas, especificar a(s) norma(s) de produto a que o(s) dispositivo(s) deve(m) atender.

Nesse tópico cabe uma reflexão rápida sobre a importância de uma eficiente especificação.

Lacunas, incompletudes normativas, desconhecimento de alternativas de mercado, dentre outros, são aspectos que deverão ser evitados nas especificações, pois esses problemas dificultam ou impossibilitam a correta orçamentação do sistema.

Essa especificação ineficiente trará reflexos na montagem. Os responsáveis pela montagem terão sua atividade comprometida e também podem provocar risco à segurança patrimonial e pessoal dos envolvidos.

Um exemplo são os dispositivos encontrados num gerador fotovoltaico que podem trazer risco à segurança, como com DPS que não sejam especificamente apropriados para uso em sistemas fotovoltaicos.

1.5. Levantamento dos materiais

O levantamento de materiais traz à tona uma questão não pacificada, quanto à especificação de materiais, tanto em relação à pessoa responsável por especificar quanto à indicação de modelos e marcas.

Os projetistas, o contratante ou o responsável pela instalação podem assumir a tarefa de especificar, desde que haja acordo firmado, não havendo nenhum instrumento que determine que essa etapa seja necessariamente realizada pelo projetista.

OPINIÃO DO AUTOR

Algumas publicações formam uma corrente que defende que na etapa de especificação de materiais seja listado, no mínimo, um modelo e um fabricante de referência.

Na opinião do autor: a especificação do fabricante não é considerada uma necessidade e nem mesmo reconhecida como uma boa prática, ao menos que se trate de equipamentos e dispositivos que afetem à geração de energia (módulos e inversores) ou que sejam componentes críticos para a vida útil do projeto (DPS, por exemplo). Trata-se de um procedimento categorizado como barreira de entrada para novos fabricantes e fornecedores e, por isso, como forma de balizar os concorrentes defende-se a especificação das Normas que devem ser atendidas.

Podem existir, no entanto, contratantes com bagagem técnica e com sua própria *vendor-list*. Nesses casos, o projetista poderá atender a essas situações, caso as considere em conformidade com o projeto.

2. DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO

No exemplo a seguir é considerado um sistema fotovoltaico conectado à rede em dois setores. Um setor que engloba as instalações em corrente contínua (CC) e outro lado setor que engloba as instalações em corrente alternada (CA), sendo o inversor a fronteira entre eles – essa divisão é importante para saber qual(is) Norma(s) são aplicáveis a cada lado.

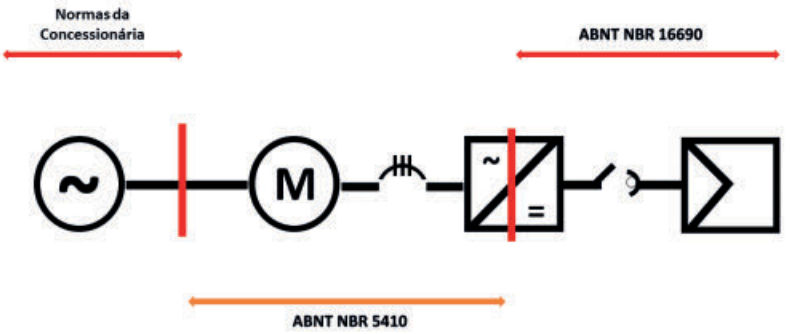


Figura 15 - Aplicação das Normas

A simples menção de instalação elétrica conduz à ABNT NBR 5410. Em seu escopo há instalações em corrente alternada e em corrente contínua, com tensões inferiores a 1.000 V e 1.500 V, respectivamente.

Numa primeira análise, pode-se concluir que a ABNT NBR 5410 abrange integralmente um sistema fotovoltaico. No entanto, sistemas em corrente contínua, e arranjos fotovoltaicos em particular, trazem riscos além daqueles originados de sistemas de potência convencionais em corrente alternada, incluindo a capacidade de produzir e sustentar arcos elétricos com correntes que não são maiores do que as correntes de operação normais. Assim, a ABNT NBR 5410 não contempla toda a complexidade da corrente contínua de um sistema fotovoltaico.

É evidente que outras premissas de projeto deverão ser adotadas para preencher as lacunas normativas. A Norma a ser respeitada, como exposto no início deste capítulo, é a IEC 62548 até que seja publicada a ABNT NBR 16690 que irá complementar e alterar a ABNT NBR 5410 nos pontos que se fizerem necessários. Em resumo, a correta aplicação é associar os requisitos de ambas as normativas.

2.1. Influências Externas

A classificação das influências externas continua sendo determinada pela ABNT NBR 5410. Esse ponto é importante, pois as influências externas determinam as restrições mínimas de localização e componentes que podem ser utilizados e limitam os tipos de linhas elétricas que podem ser utilizados.

Exemplificando: as caixas de junção (*string box*) instaladas em locais restritos ao pessoal de manutenção ou operação (BA4) possuem exigências diferentes das que estão instaladas em local com acesso a quaisquer pessoas (BA1), ou seja, o mesmo gerador fotovoltaico em uma residência terá nuances diferentes que em um parque fabril, por exemplo.

2.2. Esquemas Elétricos de um arranjo fotovoltaico

Para perfeita aplicação do projeto de Norma ABNT NBR 16690 é preciso entender o seu escopo e em quais situações ela se aplica. No próprio título da Norma há referência aos *arranjos fotovoltaicos*. No entanto, onde está a definição do que é um *arranjo fotovoltaico*?

Para tratar de sistemas fotovoltaicos, deve ser consultada a ABNT NBR 10899: Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia, que define:

"arranjo fotovoltaico" – conjunto de módulos fotovoltaicos ou subarranjos fotovoltaicos mecânica e eletricamente integrados, incluindo a estrutura de suporte. Um arranjo fotovoltaico não inclui sua fundação, rastreador solar, controle térmico e outros elementos similares.

NOTA 1 O termo equivalente para arranjo fotovoltaico, em inglês, é PV array.

NOTA 2 "Normalmente o arranjo fotovoltaico corresponde a um conjunto de módulos fotovoltaicos, séries fotovoltaicas ou subarranjos fotovoltaicos eletricamente conectados em paralelo".

A fronteira de aplicação do projeto de Norma ABNT NBR 16690 pode ser vista na Figura 16.

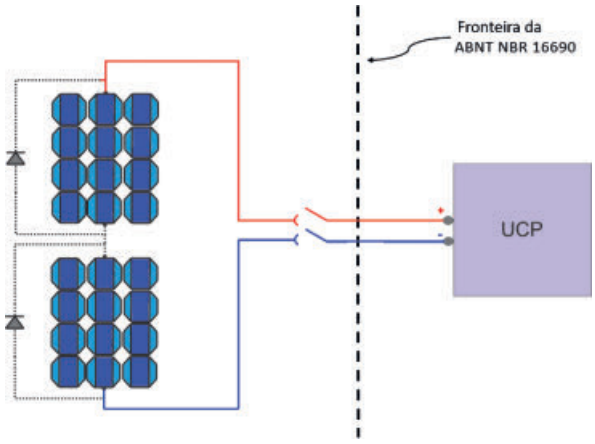


Figura 16 - Fronteira de aplicação da ABNT NBR 16690

Partindo, então, da definição de arranjo fotovoltaico e sabendo em que situação ela se aplica, podem ser definidos os tipos de esquemas elétricos básicos de um arranjo fotovoltaico.

Esses esquemas básicos auxiliarão a interpretar a Norma e saber quando determinados tipos de dispositivos são necessários e como dimensioná-los.

[12]A ABNT NBR 16690 não usa o termo inversor, para não limitar a entrada de futuras tecnologias, e sim o termo UCP. Para fins dessa publicação, os termos UCP e inversor serão usados como sinônimos.

[13]Definição de UCP: unidade de condicionamento de potência: sistema que converte a potência elétrica entregue por um arranjo fotovoltaico na potência elétrica com valores apropriados de frequência e/ou tensão para ser entregue à carga, ou armazenada em uma bateria ou injetada na rede elétrica.

2.2.1. Arranjo formado por uma única série

Nesse esquema, todos os módulos estão interligados em série e conectados em uma única entrada do inversor[12, 13]. Dessa forma, se mantém a corrente em valores relativamente baixos e a tensão alta, mas com limite da potência do sistema.

Esses tipos de sistemas são característicos de inversores de potências mais baixas.

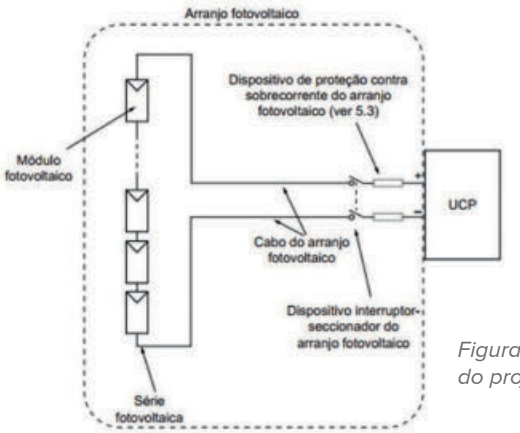


Figura 17 - Arranjo formado por uma única série - extraído do projeto de Norma ABNT NBR 16690

2.2.2. Arranjo formado por múltiplas séries fotovoltaicas conectadas a uma UCP com apenas uma entrada em corrente contínua

Nesse esquema, os módulos são ligados em série e essas séries são interligadas em paralelo; o conjunto todo é ligado em uma única entrada do inversor.

Dessa forma, se aumenta a potência total do sistema, com o acréscimo das séries em paralelo.

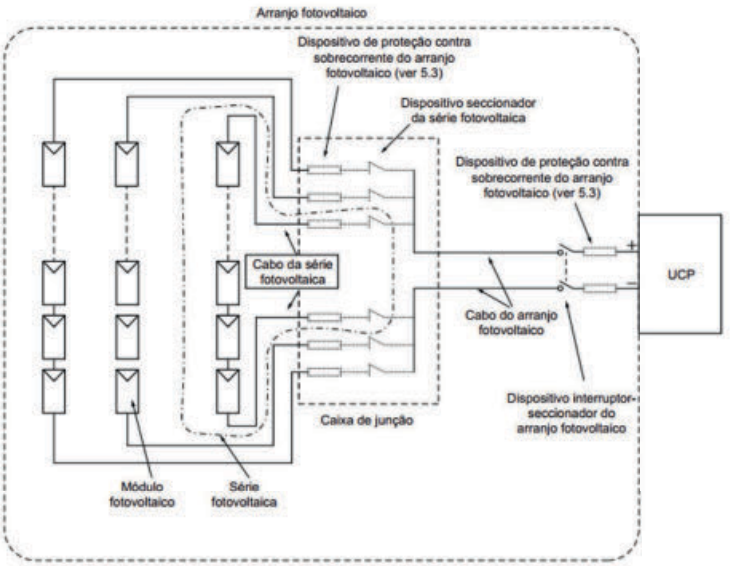


Figura 18 - Múltiplas séries fotovoltaicas conectadas a uma UCP com apenas uma entrada em corrente contínua - Extraído do projeto de Norma ABNT NBR 16690

2.2.3. Arranjo formado por múltiplos subarranjos fotovoltaicos com apenas uma entrada em corrente contínua;

Nesse esquema, novamente, há vários conjuntos série paralelo, interligados em paralelo ligados em uma única entrada do inversor.

Cada conjunto série paralelo se torna um subarranjo fotovoltaico, e a reunião deles passa a ser o arranjo fotovoltaico. É esquema análogo ao anterior, mas utilizado em inversores de potências maiores e em plantas grandes.

Em função da quantidade de módulos e da sua distribuição física, esse modelo permite a conexão de forma mais racional.

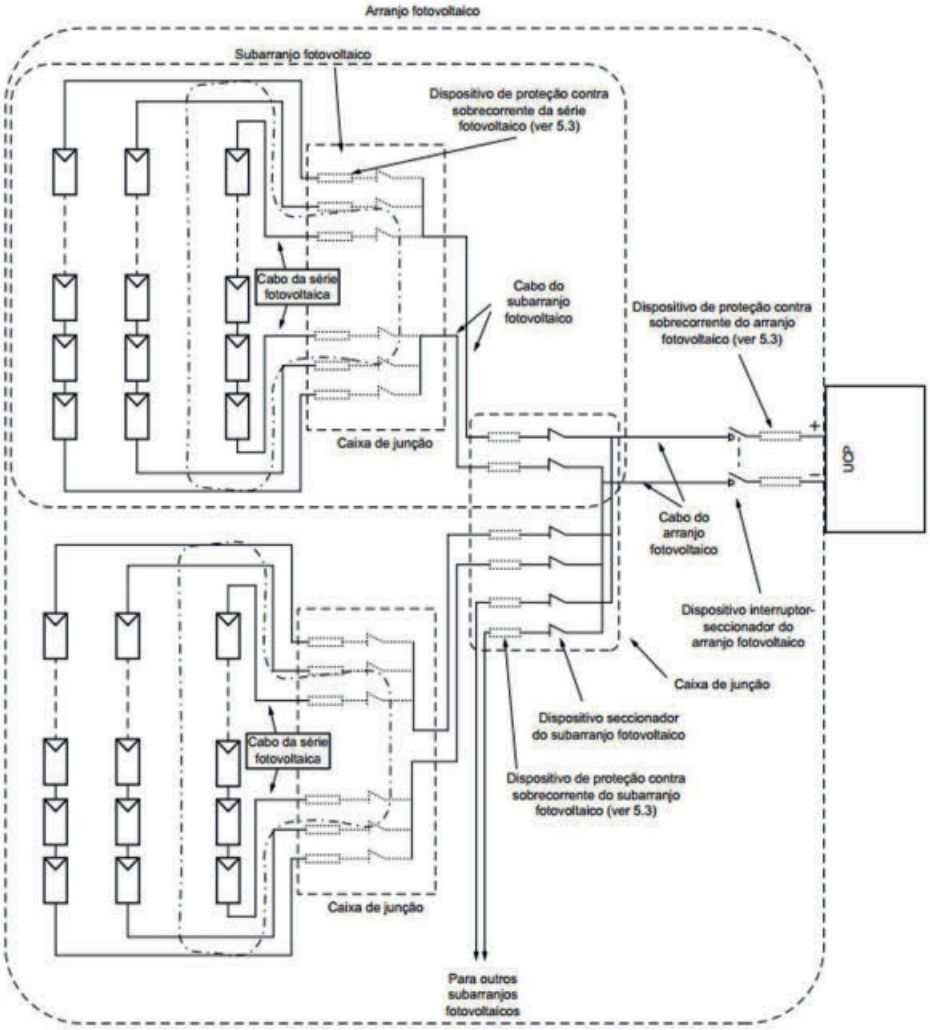


Figura 19 - Arranjo formado por múltiplos subarranjos fotovoltaicos com apenas uma entrada em corrente contínua - Extraído do projeto de Norma ABNT NBR 16690

2.2.4. Arranjo formado com UCP que possui múltiplas entradas em corrente contínua com MPPT individuais;

Nesse esquema, o inversor possui várias entradas, cada uma com um MPPT individual. Em cada entrada pode ser ligado um arranjo conforme os esquemas básicos anteriores.

Para fins de dimensionamento elétrico, nesse caso, cada entrada individual funciona como um “inversor” diferente.

É o tipo de esquema utilizado em inversores que visam facilitar o design do arranjo para o projetista, permitindo maximizar a geração de energia utilizando um único inversor.

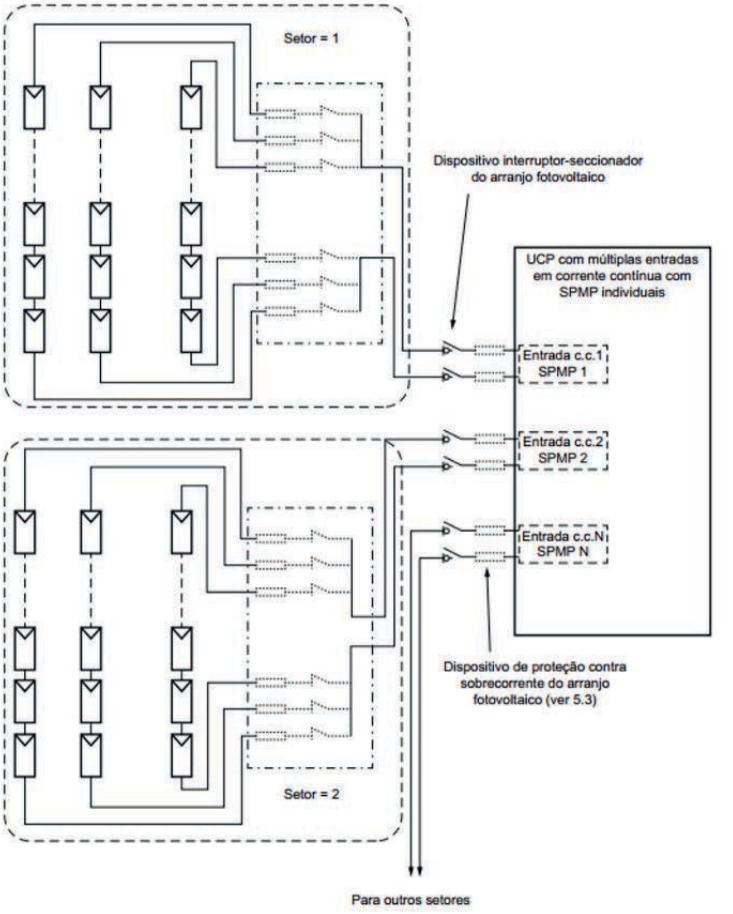


Figura 20 - múltiplas entradas em corrente contínua com MPPT individuais - extraído do projeto de Norma ABNT NBR 16690

2.2.5. Arranjo formado com UCP que possui múltiplas entradas em corrente contínua conectadas internamente a um barramento em corrente contínua comum;

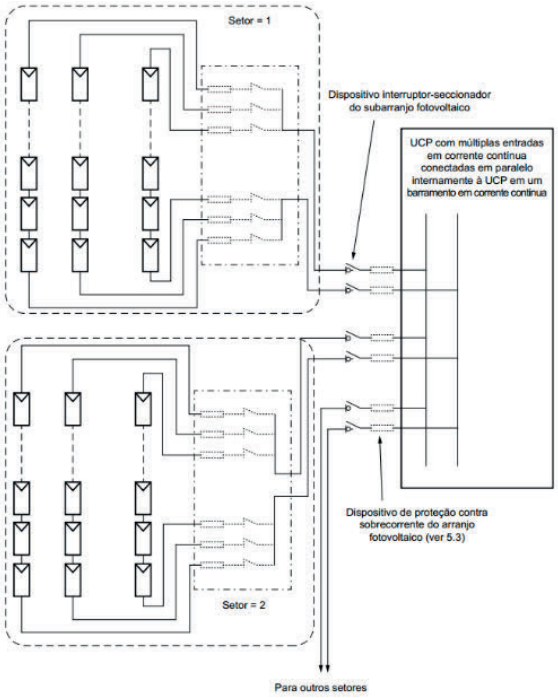


Figura 21 - múltiplas entradas em corrente contínua conectadas internamente a um barramento em corrente contínua comum - extraído do projeto de Norma ABNT NBR 16690

Nesse esquema, o paralelismo das séries é realizado no interior do inversor, havendo

várias entradas para um mesmo MPPT. Modelos comuns no mercado nacional como o ABB TRIO 50, o Fronius ECO 27 e o Sungrow 60, são exemplos desse tipo de configuração.

A compreensão e a identificação dos tipos de arranjos básicos descritos anteriormente permitirão definir onde são necessários dispositivos de proteção e/ou seccionamento, como será descrito adiante.

2.2.6. Configuração série-paralelo

Os módulos fotovoltaicos são ligados primeiramente em série. Quando ligados em série, a tensão total do sistema é a soma das tensões dos módulos, mas a corrente é a mesma. Tal escolha (tensões mais altas e correntes mais baixas) permite o uso de seções de condutores menores, visto que a seção dos condutores é dimensionada em função da corrente que os condutores precisam conduzir.

As séries poderão vir a ser ligadas em paralelo, pois o inversor possui tensões limites de trabalho. De tal sorte que não se pode colocar módulos em série indefinidamente.

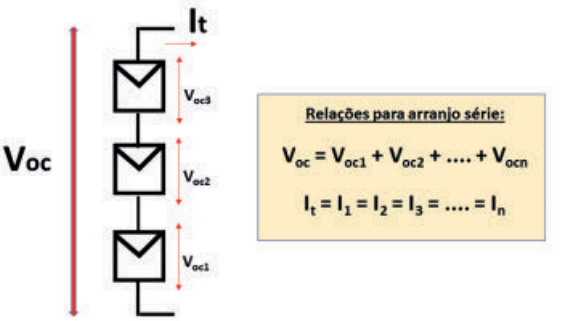


Figura 22 - Configuração série

As séries ligadas em paralelo terão a mesma tensão, mas suas correntes se somarão.

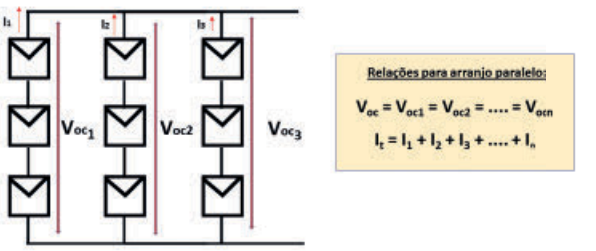


Figura 23 - Configuração paralelo

No caso de arranjos fotovoltaicos, alguns cuidados precisam ser observados: a circulação de corrente no interior do arranjo deve ser evitada. Isso é uma preocupação da fase de projeto.

O projeto de Norma ABNT NBR 16690 determina que a tensão de circuito das séries em paralelo esteja em uma faixa que não tenha mais que 5 % de diferença entre si.

NOTA DO AUTOR

As séries em paralelo são fontes de tensão em paralelo. No caso de fontes de tensão em paralelo, mas de tensões diferentes, a fonte de menor tensão passa a funcionar como carga e não como fonte. Ainda que, algumas vezes, essa diferença não seja suficiente para danificar os módulos, a energia que circulará entre os arranjos será uma energia perdida, reduzindo a energia útil entregue ao sistema.

2.2.7. Restrições de projeto (design)

Um sistema fotovoltaico é um gerador de energia elétrica, por isso a busca pela máxima geração possível de energia é um item importante.

Para melhorar o desempenho do arranjo, é recomendado que todos os módulos conectados ao mesmo MPPT de um inversor sejam da mesma tecnologia, que todas as séries tenham o mesmo número de módulos em série e que tenham características elétricas similares (I_{cc}, V_{oc}, I_{mp}, V_{mp} e coeficientes de temperatura).

Uma questão a se destacar: em caso de substituição de módulos ou modificação de arranjos existentes, a tecnologia e os modelos comerciais de módulos disponíveis para a substituição podem não ser os mesmos daqueles utilizados na época da montagem.

Por isso, é comum que usinas de grande porte possuam módulos reserva para futuras substituições, caso necessário.

Destaque também para a análise do sombreamento. Num inversor de string tradicional, sombras em um único módulo prejudicarão a geração de todo o arranjo.

2.3. Seccionamento

Todo o arranjo fotovoltaico deve ser provido de meios de isolar o arranjo do inversor e vice-versa, para permitir a realização segura de tarefas de manutenção e inspeção.

As peculiaridades do sistema de corrente contínua de um arranjo fotovoltaico são diferentes das instalações elétricas de baixa tensão em CA. Por isso, a maneira de se implementar o seccionamento vai diferir entre a parte de CC de um arranjo fotovoltaico e as instalações em CA.

Uma Norma deverá ser concebida utilizando uma terminologia técnica conclusiva. Posto isso, para a correta compreensão do item seccionamento da ABNT NBR 16690, é necessário definir algumas terminologias técnicas.

2.3.1. Definições:

- Seccionamento (função de): função destinada a cortar a alimentação de toda ou de uma parte da instalação, pela separação da instalação ou parte desta de toda alimentação de energia elétrica, por razões de segurança .
- Seccionador: dispositivo de manobra mecânica que, na posição aberta, atende aos requisitos especificados para a função de isolação[14].

[14] *ABNT NBR IEC 60947-1:2013*

- Interruptor: dispositivo de manobra mecânica capaz de estabelecer, conduzir e interromper correntes em condições normais do circuito, que pode incluir condições especificadas de sobrecargas em serviço, assim como conduzir por tempo determinado correntes em condições anormais especificadas do circuito, como as de curto-circuito (NOTA Um interruptor pode ser capaz de estabelecer, mas não interromper, correntes de curto-circuito)[14].
- Interruptor-seccionador: interruptor que, na posição aberta, atende aos requisitos de isolação especificados para um seccionador[14].

Analisando os textos acima é possível concluir que a definição de seccionamento é: determinado dispositivo na posição aberta que contemple os necessários requisitos de segurança. Entretanto essa definição não informa em quais condições o dispositivo pode ser manobrado. A manobra de dispositivo em carga é possível quando ele possui a função de interrupção, ou seja, funciona como interruptor. No entanto, pode ocorrer que um interruptor atenda à função de seccionamento na posição aberta.

Para que o dispositivo atenda simultaneamente às duas funções (seccionamento e interrupção), ele deve ser dispositivo interruptor-seccionador. Essa diferenciação é importante: em determinados pontos de um projeto elétrico do arranjo fotovoltaico, necessariamente, deve ser utilizado um dispositivo interruptor-seccionador e em outros locais, pode ser usado apenas um dispositivo seccionador (ou seja, sem que haja a necessidade da função de interrupção no mesmo dispositivo).

2.3.2. Como e onde realizar o seccionamento:

Para arranjos fotovoltaicos cuja tensão seja maior que 120 Vcc, a tabela a seguir define as condições mínimas de seccionamento.

Tensão do arranjo FV	Circuito ou subcircuito	Meios de isolamento	Requisitos
DVC-C	Condutor da série FV	Dispositivo seccionador	Recomendado
	Condutor do subarranjo Fv	Dispositivo Seccionador	Necessário
		Dispositivo interruptor / seccionador	Recomendado
	Condutor do arranjo FV	Dispositivo interruptor / seccionador	Necessário

Tabela 1 - Tipos e locais para seccionamento

A seguir, essa tabela será analisada com os arranjos básicos definidos no item 2.2.

2.3.2.1. Arranjo formado por uma única série

Nessa condição, é obrigatório o uso de um dispositivo interruptor-seccionador na entrada do inversor. A função de seccionamento é para garantir a manutenção e/ou inspeção com segurança do inversor.

A obrigatoriedade de uso de um interruptor-seccionador (e não apenas de um seccionador) provém da possibilidade de ter que se efetuar uma manobra do sistema sob carga.

OPINIÃO DO AUTOR

A exigência do uso do dispositivo interruptor-seccionador causa algumas controvérsias no mercado. Como os inversores possuem a função de anti-ilhamento, alguns profissionais alegam que, desligando a entrada em CA do inversor, não haverá mais corrente circulando, então, poderia ser realizado o seccionamento por meio de dispositivo seccionador apenas, não precisando de um dispositivo interruptor-seccionador.

Devem ser consideradas duas questões para este argumento:

1ª – Pode ocorrer um curto-circuito no lado de CC; então, haveria corrente circulando e, ao tentar abrir o dispositivo seccionador, haveria o risco de formação de arco voltaico, o que deve ser evitado.

2ª – É preciso reduzir os riscos de acidentes e a falha humana: nesse caso, um erro de manobra pelo não desligamento da parte CA do arranjo fotovoltaico, precisa ser considerado.

O efeito humano é tão importante em uma análise de riscos que o rascunho do projeto de Norma ABNT NBR 16384: Segurança em Eletricidade afirma que:

"As investigações de incidentes e acidentes de trabalho envolvendo eletricidade têm demonstrado que a maioria ocorre durante as intervenções nos equipamentos ou instalações, quando é necessário remover ou alterar temporariamente as proteções dos equipamentos ou instalações concebidas para prover a segurança durante o funcionamento normal.

As técnicas de investigações de incidentes ou acidentes utilizados pelos profissionais de segurança do trabalho sugerem basicamente a identificação dos seguintes fatores:

a) fatores físicos – falha nos equipamentos, componentes e / ou instalação;

b) fatores humanos – falha nas ações ou intervenções humanas por falta de conhecimento ou despreparo dos profissionais envolvidos no acidente;

c) fatores sistêmicos ou gerenciais – falha da gestão tanto dos fatores físicos quanto dos humanos, e

d) Fatores Ambientais – são os que podem influenciar nos fatores físicos caso não seja objeto de planejamento, como iluminação, sol chuva, animais peçonhentos ou não.

Estes quatro fatores devem ser analisados e as ações corretivas devem ser implementadas para evitar recorrências. "

Considerando que o mercado fotovoltaico no Brasil não atingiu a maturidade e que a mão de obra disponível não atingiu condição satisfatória de capacitação técnica, o conjunto inspira preocupação. Complementando: há pessoal despreparado atuando na operação e manutenção na maioria das instalações residenciais.

A reunião dos fatores aqui elencada visa demonstrar como os riscos de acidentes por falha humana, numa instalação de um sistema fotovoltaico, têm forte potencial para incidência de acidentes.

Parece claro que, para além de dispositivos normativos, a adoção do equipamento com funções de interruptor-seccionador deverá estar nas primeiras premissas dos projetistas quando da etapa de especificação.

2.3.2.2. Arranjo formado por múltiplas séries fotovoltaicas conectadas a uma UCP com apenas uma entrada em corrente contínua

Para esse tipo de configuração, na entrada do inversor é necessário um dispositivo interruptor-seccionador, pelos mesmos motivos descritos em 2.3.2.1.

Mas, nesse arranjo, ainda há várias séries ligadas em paralelo. A abertura do dispositivo interruptor seccionador é suficiente para permitir o seccionamento do inversor. Para a hipótese de querer isolar as séries uma das outras, isso poderá estar a cargo de um dispositivo seccionador.

O conector tipo toque seguro[15] e o fusível ejetável são exemplos de dispositivos seccionadores adequados.

Cabe salientar que, esses dispositivos SÓ PODEM ser manobrados sem carga, ou seja, é necessário que se manobre primeiramente o dispositivo interruptor-seccionador da entrada do inversor.

[15] Conector toque seguro – conector e soquete que possuem isolação, mesmo na condição de desconectados, não tendo possibilidade de contato acidental com partes vivas.

2.3.2.3. Arranjo formado por múltiplos subarranjos fotovoltaicos com apenas uma entrada em corrente contínua;

Nessa modalidade, as condições de seccionamento do arranjo, com dispositivo interruptor-seccionador e com dispositivo seccionador para a série fotovoltaica são análogas ao item anterior. Resta definir como realizar o seccionamento nos subarranjos.

Tanto por questões de segurança como para manutenção e confiabilidade, é necessário que haja um meio de seccionar (isolar) um subarranjo dos outros.

Tanto o projeto de Norma ABNT NBR 16690 quanto a IEC 62548 determinam a existência desse dispositivo, mas recomendam que seja utilizado um dispositivo interruptor-seccionador.

OPINIÃO DO AUTOR

A adoção de um dispositivo seccionador apenas e não um dispositivo interruptor-seccionador incrementa a possibilidade de acidentes ocasionados por falhas humanas.

Daí a recomendação: nos subarranjos, o seccionamento deverá, necessariamente, ser realizado por dispositivo interruptor-seccionador.

2.3.2.4. Arranjo formado com UCP que possui múltiplas entradas em corrente contínua com MPPT individuais;

Para esse tipo, considera-se cada entrada com MPPT individuais como sendo um arranjo, e a partir desse ponto enquadra-se em um dos três arranjos básicos descritos anteriormente.

2.3.2.5. Arranjo formado com UCP que possui múltiplas entradas contínuas conectadas internamente a um barramento em corrente contínua comum;

Nesse modelo, cada entrada passa a ser um subarranjo, pois o paralelismo das séries é realizado internamente.

No entanto, por questões de segurança, o projeto de norma ABNT NBR 16690 determina que em tais condições, cada entrada seja dotada de um dispositivo interruptor-seccionador para prover a isolação do inversor. Nesse tipo de arranjo, apenas o desligamento de todos os dispositivos interruptor-seccionador vai isolar o inversor. Assim, os dispositivos devem possuir alguma sinalização que indique que são múltiplas fontes de corrente contínua e que todos os dispositivos interruptor-seccionador devem ser abertos para se isolar de forma segura o inversor.

2.4. Proteção contra sobrecorrentes

A corrente de um módulo fotovoltaico varia com a irradiância e a temperatura. Para a irradiância há uma variação linear; já para a temperatura, a variação é pequena.

As informações técnicas (data-sheet) de um módulo tomam por base condições STC (25 °C e 1.000 W/m²) que, sabe-se, não são as condições reais.

Considere-se ainda, que um arranjo fotovoltaico se comporta como uma fonte de corrente limitada, e as correntes de curto-circuito são pouco superiores às correntes de máxima potência. Logo a proximidade entre as correntes (I_{mp} e I_{sc}) dificulta a determinação do dispositivo de proteção.

Posto isso, todos os dispositivos de um arranjo fotovoltaico (seccionadores, condutores, interruptores-seccionadores, conectores, etc) serão dimensionados para a corrente de curto-circuito em STC multiplicada por um fator a fim de garantir a segurança de circulação de corrente em caso de alta irradiância. Logo, o termo de proteção contra sobrecorrente para um arranjo fotovoltaico carece de sentido.

2.4.1. Proteção contra sobrecorrente reversa

Um dos requisitos para a colocação de séries fotovoltaicas em paralelo é que tenham a mesma tensão. Fontes em paralelo, com diferentes tensões, resultam que a fonte de menor tensão funcionará como carga, recebendo injeção de corrente reversa.

Para condições normais de operação, mesmo em módulos com “sujeira” ou sombreamento, a diferença de tensão é pequena. Possíveis correntes reversas que venham a ser injetadas são menores do que aquelas que o módulo suporta.

No caso de várias séries em paralelo, no entanto, ocorrendo uma falta, as demais injetarão corrente na série comprometida. A depender da amplitude da sobrecorrente reversa o dano aos módulos poderá se estender ao sobreaquecimento, provocando incêndio. Deriva desta condição adotar proteção contra sobrecorrente em arranjos fotovoltaicos especialmente voltada à sobrecorrente reversa que difere de proteger contra sobrecorrente de curto-circuito.

2.4.2. Quando fazer a proteção contra sobrecorrente reversa

2.4.2.1. Nas séries fotovoltaicas

A proteção contra sobrecorrente reversa nas séries é necessária sempre que existir a possibilidade de, em caso de alguma falta, surgir uma corrente reversa superior a suportabilidade do módulo fotovoltaico, o que pode ser determinado pela fórmula:

$$((S_A - 1) \times I_{sc\ mod}) > I_{mod\ max\ ocpr}$$

Sendo:

S_A = número de séries em paralelo.

$I_{sc\ mod}$ = corrente de curto-circuito do módulo em condições STC.

$I_{mod\ max\ ocpr}$ = máxima corrente reversa que o módulo suporta.

2.4.2.2. Em subarranjos

Sempre que houver mais de dois subarranjos em paralelo, a proteção contra sobrecorrente reversa deverá ser contemplada.

2.4.3. Dimensionamento da proteção contra sobrecorrente reversa

2.4.3.1. Nas

O dimensionamento da proteção contra sobrecorrente reversa é dada por:

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

$I_n \leq {}_{IMOD\ MÁX.\ OCPR}$

Sendo:

$I_{sc\ mod}$ = corrente de curto-circuito do módulo em condições STC

$I_{mod\ max\ ocpr}$ = máxima corrente reversa que o módulo suporta.

2.4.3.2. Em subarranjos

O dimensionamento da proteção contra sobrecorrente reversa é dada por:

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

Sendo:

$I_{sc\ s\text{-}arranjo}$ = corrente de curto-circuito do subarranjo em condições STC

Cabe enfatizar que a adoção do fator 1,25 em substituição ao fator 1,5 na fórmula do dimensionamento da proteção no subarranjo, visa proporcionar maior flexibilidade ao projetista.

Que se observe com cautela a utilização destes fatores, principalmente em regiões onde são comumente observados valores expressivos de irradiância. Esta condição poderá vir a provocar atuação indevida dos dispositivos de proteção.

2.4.3.3. Em arranjos fotovoltaicos

A proteção contra sobre correntes reversas em arranjos fotovoltaicos é necessária tão somente nos casos em que existir alguma outra fonte ou sistemas com baterias, que em condições de falta, possam injetar corrente nos arranjos. Nessas condições, o dimensionamento da proteção deve atender a:

$1{,}25 \times I_{SC\ arranjo} < In < 2{,}4 \times I_{SC\ arranjo}$

Sendo:

$I_{SC\ arranjo}$ = corrente de curto-circuito do arranjo em condições STC

2.4.4. Localização dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente

Os dispositivos de proteção devem ser instalados como descrito a seguir:

- Séries fotovoltaicas: posicionar no ponto em que os condutores das séries fotovoltaicas se reúnem para formar um subarranjo ou arranjo fotovoltaicos (nas caixas de junção);
- Subarranjos fotovoltaicos: posicionar no ponto em que os cabos fotovoltaicos se conectam formando o cabo do arranjo fotovoltaico na caixa de junção;
- Arranjo fotovoltaico: no ponto em que o cabo do arranjo fotovoltaico se conecta ao circuito de aplicação na própria UCP.

2.5. Proteção contra sobretensão transitória

Sobretensões podem destruir, danificar ou causar mau funcionamento numa instalação elétrica. Quando se trata de instalação fotovoltaica isso se torna mais crítico, afinal, se espera uma geração de energia por, no mínimo, 25 anos.

Sobretensões transitórias são causadas principalmente por:

- Descargas atmosféricas na edificação ou no SPDA da edificação (S1) em que foi instalado o sistema fotovoltaico ou descarga atmosférica próxima à edificação em que foi instalado o sistema fotovoltaico (S2);

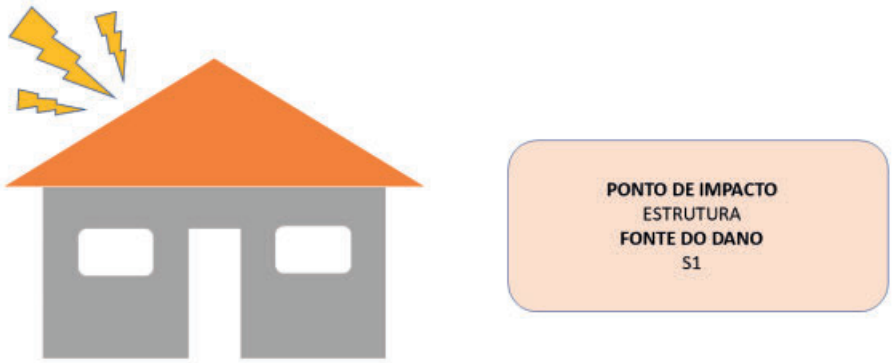


Figura 24 - S1

Figura 25 - S2

- Descargas atmosféricas nas linhas elétricas e tubulações metálicas que entram na edificação (S3) ou descargas atmosféricas próximas às linhas elétricas e tubulações metálicas que entram na edificação em que está instalado o sistema fotovoltaico (S4).

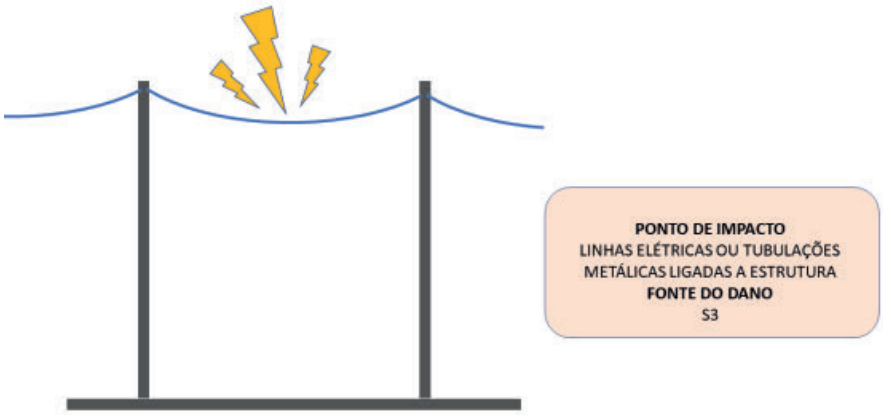


Figura 26 - S3

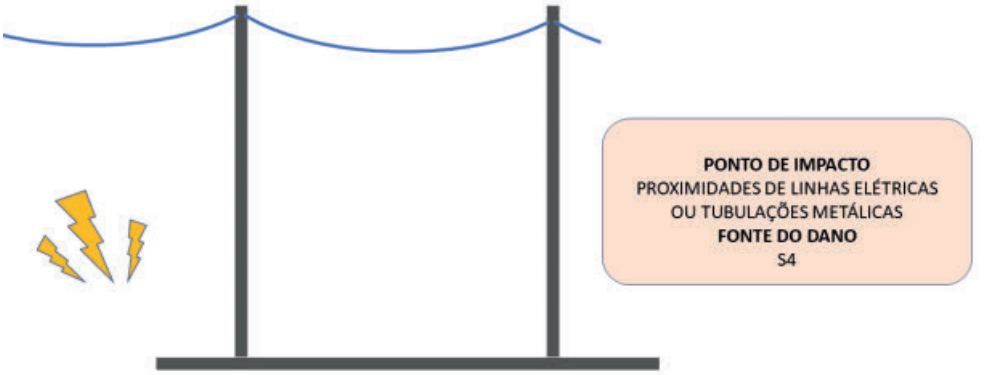


Figura 27 - S4

Pelo que já foi explicado, como não é possível impedir a ocorrência de sobretensões é imperativo lançar mão de dispositivos de proteção dos equipamentos mais significativos para todo o sistema.

Durante a execução, os condutores devem ser instalados de forma que minimizem a área dos laços dos condutores, conforme Figura 28.

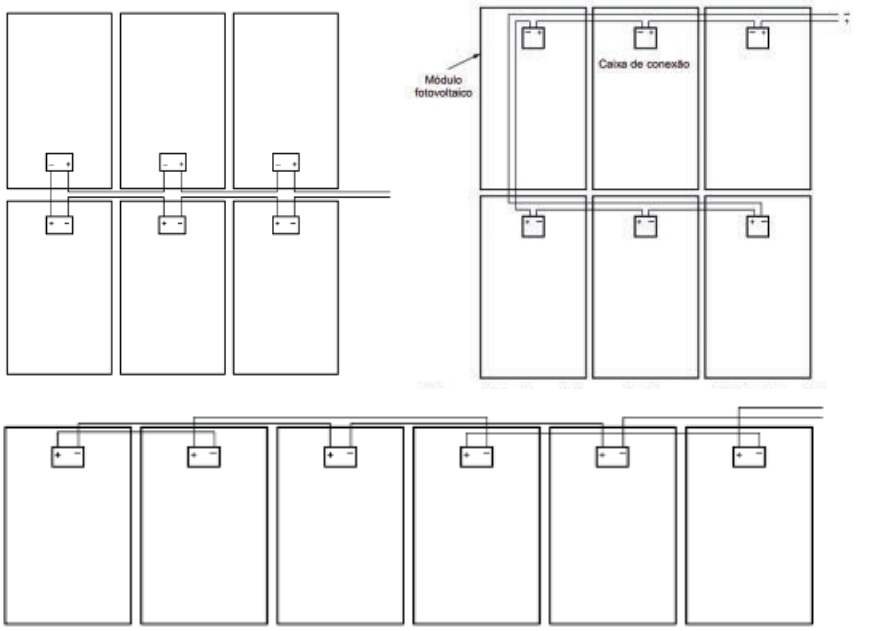


Figura 28 - Forma de ligação

Por área de laço, entenda-se a área da figura geométrica cujo perímetro é representado pelo cabeamento do arranjo (condutores positivo, negativo e o de proteção). Exemplos mostrando diferentes áreas de laço estão dispostos nas figuras a seguir.

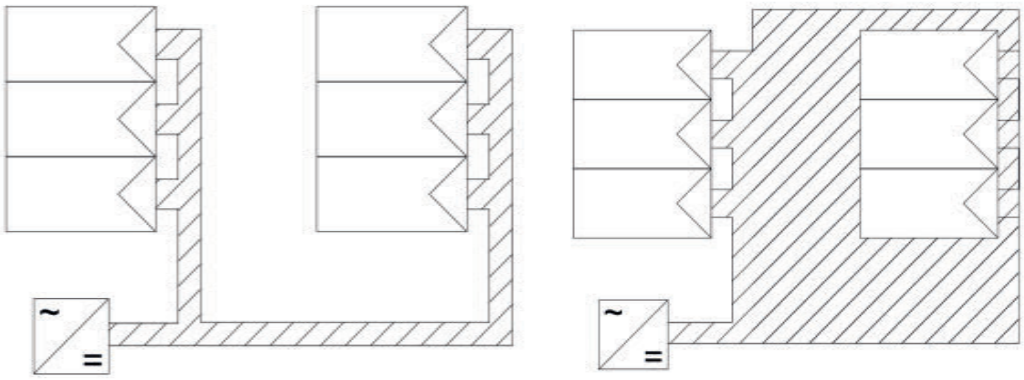


Figura 29 - Diferentes áreas de laço

2.5.1. Dispositivos de proteção contra surtos (DPS)

O objetivo de minimizar a área do laço visa à redução dos problemas causados pelo surgimento de uma sobretensão, mas essa não é uma medida de proteção.

Para proteção dos equipamentos, deve-se utilizar DPS. Os componentes mais sensíveis devem ser protegidos na seguinte ordem: inversores, equipamentos de controle e monitoramento, módulos fotovoltaicos e cabeamento (a instalação em si).

Quando usar DPS

A análise de riscos, que tem sua metodologia de cálculo descrita na ABNT NBR 5419-2, define a necessidade ou não da adoção de DPS.

A especificação das classes de DPS a ser utilizada deve seguir a CLC/TS 50539-12[16].

[16] A CLC/TS 50539-12 é uma Norma europeia, que trata dos princípios de aplicação e seleção de DPS em sistemas fotovoltaicos. (Low-voltage surge protective devices - Surge protective devices for specific application including d.c. - Part 12: Selection and application principles - SPDs connected to photovoltaic installations)

2.5.1.1. Qual Norma de DPS usar

A Norma brasileira para DPS, a ABNT NBR IEC 61643 tem por foco dispositivos para CA e para CC. Caso venha-se a desprezar as peculiaridades da parte CC de um sistema fotovoltaico, adotando DPS conforme a ABNT NBR IEC 61643, haverá risco de incêndio ao final da vida útil do DPS. O DPS para a parte CC de um sistema fotovoltaico deve atender a IEC 61643-31 (EN 50539-11) e ser explicitamente classificado como para uso no lado de CC.

3. SELEÇÃO E INSTALAÇÃO DE COMPONENTES ELÉTRICOS

Algumas características são obrigatórias para todos os componentes do lado CC de um arranjo fotovoltaico:

- Serem apropriados para uso em CC;
- Terem tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo fotovoltaico (corrigido pela temperatura);

Todos os componentes deverão ainda apresentar compatibilidade com as influências externas a que estarão submetidos, conforme ABNT NBR 5410.

3.1. Tensão máxima de operação

A tensão de circuito aberto (V_{oc}) varia inversamente com a temperatura, ou seja, quanto menor a temperatura, maior a tensão. A variação da tensão com a irradiância é pequena, dessa forma, no início da manhã, por exemplo, não há injeção na rede CA (baixa irradiância ainda), mas a tensão já está em valores máximos.

Se for utilizada a tensão V_{oc} em STC (condição expressa nos catálogos dos módulos), haverá risco de ocorrer uma tensão superior ao máximo que o sistema suporta, quando a temperatura for menor que 25 °C. Dessa forma, é necessário fazer a correção da V_{oc} pela menor temperatura diurna que poderá ocorrer na região onde será instalado o sistema fotovoltaico. Os catálogos dos módulos fotovoltaicos, em seus dados técnicos, trazem a variação de tensão pela temperatura.

3.2. Dispositivos para proteção contra sobrecorrentes

Para proteção contra sobrecorrentes no lado de corrente contínua podem ser utilizados:

- Fusíveis tipo gPV, fabricados conforme IEC 60269-6;
- Disjuntores conforme ABNT NBR IEC 60947-2 (quando especificados para CC);
- Disjuntores conforme IEC 60898-2.

NOTA DO AUTOR

Os minidisjuntores produzidos no Brasil são fabricados conforme ABNT NBR NM 60898. Não obstante a Norma ter influência direta da IEC 60898, ela se refere estritamente aos disjuntores para utilização em CA. Dessa forma, os minidisjuntores conforme a ABNT NBR NM 60898 NÃO podem, em hipótese alguma, ser utilizados no lado de CC de um arranjo fotovoltaico.

Quanto ao uso do minidisjuntor: conforme IEC 60898-2 deve-se prestar atenção à tensão máxima de isolação, pois esses disjuntores são para tensões de até 440 Vcc.

3.3. Linhas elétricas

Uma linha elétrica consiste no conjunto constituído de um ou mais condutores elétricos, seus suportes e sua proteção mecânica, quando existir, com a função de transportar energia elétrica ou a de transmitir sinais elétricos.

Nas instalações elétricas em corrente alternada, os tipos de linhas elétricas e onde podem ser utilizados são descritos na ABNT NBR 5410.

Esses mesmos tipos podem ser utilizados no lado de corrente contínua de um sistema fotovoltaico com as seguintes ressalvas:

- Condutores isolados (apenas com isolação e sem cobertura) NÃO PODEM ser utilizados em um arranjo fotovoltaico;
- Considerar as influências externas às quais as linhas elétricas estarão submetidas.

Principal atenção deve ser dada às condições de radiação solar. Por exemplo, eletrodutos e condutores, se sujeitos aos raios UV, devem ter características adequadas para instalação nesses ambientes.

3.3.1. Condutor de Cobre ou Alumínio

As prescrições normativas para as instalações elétricas em um sistema fotovoltaico estão estabelecidas na ABNT NBR 5410 e pelo projeto de Norma ABNT NBR 16690.

A ABNT NBR 5410 admite que sejam utilizados condutores de cobre ou alumínio em uma instalação elétrica. No entanto, o uso de condutores de alumínio em instalações elétricas apresenta restrições: essas restrições refletem o estado da técnica de conexões no Brasil na data de publicação da versão vigente da ABNT NBR 5410 (2004). Assim, até que a Norma seja revisada, modificando esses pontos, as restrições devem ser atendidas também na parte CC de um sistema fotovoltaico.

As restrições para uso de condutores de alumínio são:

- Em instalações residenciais não é admitido o uso de condutores de alumínio;

- Em instalações comerciais apenas é admitido o uso de condutores de alumínio, se, simultaneamente, a seção dos condutores for igual ou superior a 50 mm^2, a instalação e manutenção sejam realizadas por pessoas qualificadas (influência externa classificada como BA5) e a edificação tenha baixa densidade de ocupação e percurso de fuga breve (influência externa classificada como BD1);
- Em instalações industriais apenas é admitido o uso de condutores de alumínio, se, simultaneamente, a seção dos condutores for igual ou superior a 16 mm^2, a instalação e manutenção sejam realizadas por pessoas qualificadas (influência externa classificada como BA5) e a instalação seja alimentada diretamente por subestação de transformação ou transformador a partir de uma rede de alta tensão ou possua fonte própria.

OPINIÃO DO AUTOR

O mercado fotovoltaico brasileiro permanece enfrentando problemas na qualificação da mão de obra e a ABNT NBR 5410 acolhe tal dificuldade técnica existente nas instalações com conexões com cabo de alumínio. Em virtude dessa dificuldade e dos problemas na qualificação de mão de obra para sistemas fotovoltaicos, não se entende a utilização de condutores de alumínio em sistemas fotovoltaicos como uma boa prática, mesmo nas situações em que o uso é permitido.

3.3.2. Tipos de condutores elétricos

A linguagem frequentemente utilizada pelo mercado difere da bibliografia técnica e das Normas. Engenheiros e técnicos de campo acabam, muitas vezes, optando, pela facilidade, por usar a linguagem não técnica da terminologia técnica. Essa opção dificulta, e muito, a comunicação entre os diversos atores envolvidos na execução de uma instalação (projetista, suprimentos, executor, inspetor, dentre outros). Em se tratando de condutores elétricos, esta divergência é bem comum. Termos como “cabo 750 V”, “cabo 1 kV” ou “cabo PP” são adotados em substituição àqueles da terminologia técnica correta.

Cabe comentar também que os profissionais do mercado elétrico em geral utilizam denominações, tais como: “condutor elétrico”, “condutor”, “cabo elétrico” ou simplesmente “cabo” para se referirem aos condutores elétricos, sejam eles fios ou cabos, utilizados para a condução da energia elétrica e, portanto, esses termos têm o mesmo significado.

O indicado é consultar a ABNT NBR 5471 – Condutores elétricos, que define a correta terminologia para os condutores elétricos.

A devida compreensão das Normas só é possível à luz da terminologia correta. Por coerência, será apresentada uma visão resumida de alguns tipos de condutores elétricos e sua aplicação ou não em sistemas fotovoltaicos.

3.3.2.1. Condutor isolado 450/750 V

Um condutor isolado é um fio (condutor de seção transversal maciça) ou um cabo (condutor constituído por um conjunto de fios dispostos helicoidalmente) dotado apenas de isolação (sem cobertura).

Figura 30 - Cabo 450/750 V

Esse tipo de condutor elétrico pode ser utilizado, em linhas gerais, em condutos fechados (para verificar a aplicação correta dos condutores isolados, consultar a Tabela 33 da ABNT NBR 5410), tem uma tensão de isolação de 450/750 V, sendo conhecido no mercado como cabo 750 V.

Esse tipo de condutor elétrico não pode ser utilizado na parte CC de um arranjo fotovoltaico.

3.3.2.2. Cabo unipolar

O cabo unipolar é aquele que possui um único condutor isolado dotado de cobertura.

A cobertura não tem função de isolação, mas sim o objetivo de proteger mecanicamente contra influências externas

Figura 31 - Cabo unipolar 0,6/1 kV

A decisão de se usar um cabo unipolar 0,6/1 kV ou condutor isolado 450/750 V em uma instalação elétrica não tem a ver com a tensão de isolamento do cabo (para a grande maioria das aplicações em CA, 450/750 V é superior a tensão de trabalho), mas sim com a necessidade de proteção contra as influências externas do ambiente da instalação.

Em virtude disso, o jargão do mercado para o cabo unipolar é “cabo 1 kV”.

3.3.2.3. Cabo multipolar

O cabo multipolar possui dois ou mais condutores isolados e é dotado de cobertura. Os condutores isolados que fazem parte do cabo multipolar são chamados de veias.

Tanto no caso do cabo unipolar como multipolar, a cobertura tem o objetivo de proteger a isolação do ambiente, sendo assim, ela precisa ter propriedades compatíveis com as características do ambiente.

Em instalações fotovoltaicas, esse ponto deve ser observado com atenção, pois em muitas instalações os condutores ficarão expostos ao efeito dos raios UV, dentre outras condições, precisando, dessa forma, estarem preparados para isso.

Figura 32 - Cabo multipolar 0,6/1 kV

O cabo unipolar, por ter a camada isolante e a cobertura possui isolação dupla. Na parte de CC de um sistema fotovoltaico apenas são aceitos componentes com isolação dupla (ou seja, isolação básica e reforçada). Dessa forma, apenas os cabos unipolares ou multipolares podem ser utilizados em um arranjo fotovoltaico.

3.3.2.4. Cabos solares

Os cabos descritos anteriormente não estão preparados para os efeitos da radiação UV. Em virtude disso, em instalações de sistemas fotovoltaicos nas quais os cabos estarão submetidos à radiação UV, à elevada temperatura ambiente e estarão próximos aos módulos fotovoltaicos, mesmo os cabos com dupla isolação não podem ser utilizados. Nessas situações, é obrigatório o uso dos chamados cabos solares.

Os cabos solares, fabricados conforme ABNT NBR 16612, apresentam dentre outras características, a proteção contra raios UV, são estanhados (reduz o efeito da corrosão) e atingem temperaturas de trabalho de até 120 °C durante 20.000 h sem redução da vida útil, sendo próprios para uma tensão contínua máxima de 1,8 kVcc entre condutores e entre condutores e terra.

Figura 33 – Construção típica de um cabo fotovoltaico

(1) Condutor

(2) Isolação

(3) Cobertura

3.3.3. Tipos de isolação

Os materiais mais comuns para a isolação de condutores elétricos são o PVC (policloreto de vinila), o EPR (etileno propileno) e o XLPE (polietileno reticulado).

Cada um deles tem características físico-químicas diferentes, mas, será destacada a máxima temperatura de trabalho.

Os condutores elétricos com isolação em PVC têm temperatura máxima de trabalho de 70 °C no condutor e os de EPR e XLPE de 90 °C no condutor. Em virtude disso, para os mesmos métodos de instalação, os condutores com isolação em EPR ou XLPE conduzem uma corrente elétrica maior que a mesma seção em PVC.

NOTA DO AUTOR

Qual o tipo de condutor elétrico e onde pode ser utilizado está definido na Tabela 33 da ABNT NBR 5410. Uma aproximação exagerada do que a Tabela 33 define é: nos condutores em condutos fechados podem ser utilizados os condutores isolados 450/750 V (eletrodutos ou eletrocalhas com tampa, por exemplo) e nos condutores em condutos abertos, devem ser utilizados os cabos unipolares. Condutores instalados em eletrodutos enterrados (método de instalação D pela ABNT NBR 5410) devem ser unipolares.

3.3.4. Cabos para baixa tensão em CC

Os cabos a serem utilizados no lado de CC de um sistema fotovoltaico possuem mais restrições do que os cabos utilizados em baixa tensão no lado CA.

Em um sistema fotovoltaico, tendo isolação, haverá tensão nas extremidades do arranjo fotovoltaico, tensões essas, que dependendo do arranjo podem chegar e 1.000 Vcc ou 1.500 Vcc.

Se por qualquer motivo, houver uma falta a terra, não há como interromper essa corrente, e dessa forma, é preciso reduzir ao máximo a chance de haver tal ocorrência. Ficou definido que todos os dispositivos e elementos do lado de corrente contínua precisam ter isolação dupla. Os condutores isolados 450/750 V só têm uma isolação, NÃO PODENDO ser utilizados no lado de CC de um sistema fotovoltaico. Se a isolação dos condutores for compatível com o nível de tensão do arranjo, a princípio, pode-se utilizar os cabos unipolares 0,6/1 kV ou os cabos solares.

Para a escolha correta do cabo, é preciso ainda, mapear as condições ambientais impostas.

Como já foi dito anteriormente, nos locais de uma instalação fotovoltaica em que os cabos estiverem sujeitos à radiação UV, à elevada temperatura ambiente e instalados próximos aos módulos fotovoltaicos, o cabo a ser utilizado deve ser o cabo solar, pois os cabos unipolares e multipolares 0,6/1 kV não possuem resistência a esse tipo de condições ambientais.

CAPÍTULO 5

ATERRAMENTO E EQUIPOTENCIALIZAÇÃO

O tema aterramento apresenta controvérsia em qualquer ramo de instalações elétricas. Questões como resistência menor que 10 ohms, hastes em triângulo e uma série de outras têm sido transmitidas de gerações de profissionais para outras gerações, mesmo quando carecem de explicações técnicas que as justifiquem.

Este capítulo irá nivelar alguns conceitos e conhecimentos, sem, no entanto, esgotar o assunto.

1. ATERRAMENTO

Primeiro item a ser entendido é que, para instalações em baixa tensão (CC ou CA), só existe um único eletrodo de aterramento na edificação.

Eletrodo de aterramento não é, necessariamente, um conjunto de hastes de aterramento e sim uma infraestrutura de aterramento, que de acordo com a ABNT NBR 5410 pode ser uma das seguintes opções:

“6.4.1.1.1 Toda edificação deve dispor de uma infraestrutura de aterramento, denominada eletrodo de aterramento, sendo admitidas as seguintes opções:

a) preferencialmente, uso das próprias armaduras do concreto das fundações (ver 6.4.1.1.9); ou

b) uso de fitas, barras ou cabos metálicos, especialmente previstos, imersos no concreto das fundações (ver 6.4.1.1.10); ou

c) uso de malhas metálicas enterradas, no nível das fundações, cobrindo a área da edificação e complementadas, quando necessário, por hastes verticais e/ou cabos dispostos radialmente (pés-de-galinha); ou

d) no mínimo, uso de anel metálico enterrado, circundando o perímetro da edificação e complementado, quando necessário, por hastes verticais e/ou cabos dispostos radialmente (pés-de-galinha).

NOTA: Outras soluções de aterramento são admitidas em instalações temporárias; em instalações em áreas descobertas, como em pátios e jardins; em locais de acampamento, marinas e instalações análogas; e na reforma de instalações de edificações existentes, quando a adoção de qualquer das opções indicadas em 6.4.1.1.1 for impraticável. ”

Todo o aterramento do sistema fotovoltaico (na verdade, equipotencialização), deverá ser ligado na malha de aterramento existente, por meio da BEP (barramento de equipotencialização principal).

A prática comum no mercado, de simplesmente instalar hastes de aterramento e interligar as massas e a barra de terra da caixa de junção (string box) à essa nova malha está errada e não satisfaz os requisitos de segurança das pessoas.

2. MEDIÇÃO DA RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO – 10 OHMS?

A ABNT NBR 5410 define três esquemas de aterramento para as instalações em baixa tensão, que são: TN, TT e IT, sendo o TN dividido em TN-C, TN-S ou TN-C-S.

A escolha do esquema de aterramento vai definir que tipo de dispositivo será usado para garantir o seccionamento automático da alimentação e determinará os tipos de ensaios/testes que precisarão ser realizados nas instalações elétricas.

Quando se utiliza o esquema TN, que é o mais comum, o valor da resistência de aterramento não tem significado, tanto que esse ensaio não é pedido para o sistema TN; o requisito é a medição da impedância de falta.

Medir a resistência da malha de aterramento e afirmar que valores menores de 10 ohms estão bons, em um sistema TN, não faz sentido.

Em um sistema TT, o valor da resistência de aterramento passa a ter significado para se garantir o seccionamento automático da alimentação, mas o valor limite aceitável de resistência de aterramento deve ser calculado, e normalmente o valor aceitável é muito superior a 10 ohms.

3. EQUIPOTENCIALIZAÇÃO

O mercado tem usado o termo aterramento tanto para o aterramento propriamente dito quanto para a equipotencialização. É preciso entender a diferença entre esses termos, a fim de que se possa entender como atender às prescrições normativas.

Aterramento significa igualar ao potencial da terra e equipotencializar significa igualar o potencial de dois pontos qualquer.

Quando a Norma trata de aterramento, ela se refere ao eletrodo de aterramento, ao condutor que liga o eletrodo de aterramento ao BEP. Os condutores, barramentos e massas que estão direta ou indiretamente interligados ao BEP já fazem parte da ***equipotencialização***.

Face ao exposto, a forma de se realizar o aterramento de um sistema fotovoltaico em uma edificação, é garantir que o aterramento (a parte enterrada do sistema) da edificação está feito corretamente, assegurando, inclusive, o correto funcionamento do seccionamento automático da alimentação, e após isso equipotencializar o sistema fotovoltaico, de acordo com as exigências da NBR 5410.

Procedimentos como “terra independente”, hastes em triângulo, e verificar se a resistência de aterramento é menor que 10 ohms, não são soluções amparadas nas Normas.

CAPÍTULO 6

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM INSTALAÇÕES EXISTENTES

Um sistema fotovoltaico é parte integrante de uma instalação elétrica, sendo impossível desassociá-lo.

A segurança, desempenho e vida útil de um sistema fotovoltaico estão intimamente relacionados com a qualidade e conformidade das instalações elétricas do local onde ele está instalado. Porém, em muitas ocasiões, os sistemas são instalados em locais com instalações elétricas precárias, restando a pergunta: o que fazer?

O item 1.2.3 da ABNT NBR 5410 esclarece:

"1.2.3 Esta Norma aplica-se a instalações novas e a reformas em instalações existentes.

NOTA: Modificações destinadas a, por exemplo, acomodar novos equipamentos elétricos, inclusive de sinal, ou substituir equipamentos existentes, não caracterizam necessariamente uma reforma geral da instalação."

Pode-se inferir do exposto, que o fato de se instalar um sistema fotovoltaico, não obriga, necessariamente, uma reforma geral da instalação, mas, que, pelo menos a parte afetada pelo novo equipamento (no caso, o sistema fotovoltaico) esteja em conformidade com a ABNT NBR 5410.

Há ainda, o item 7.1.4, transcrito a seguir:

"7.1.4 Em caso de ampliação ou reforma, deve ser verificado também se ela não compromete a segurança da instalação existente."

Apesar de parecer óbvio, vale ressaltar: em uma instalação de um sistema fotovoltaico, é inadmissível transformar uma instalação segura em uma instalação insegura!!!

Análise de alguns pontos:

1. ATERRAMENTO E EQUIPOTENCIALIZAÇÃO

Como visto no capítulo anterior, não existe um aterramento específico do sistema fotovoltaico, e sim a interligação correta do sistema ao eletrodo de aterramento existente. O aterramento, equipotencialização e o seccionamento automático da alimentação são medidas fundamentais para a proteção contra os choques elétricos.

Dessa forma, uma instalação fotovoltaica em uma edificação que não dispõe de um sistema de aterramento de forma correta vai exigir a adequação desse item para a instalação do sistema.

Atentem que, do contrário, uma falta monofásica no lado CA do inversor poderá vir a causar óbito, pois o seccionamento automático da alimentação não funcionará a contento, por exemplo. Então, independente do que, por ventura, a Norma venha afirmar sobre a obrigatoriedade ou não de se adequar a instalação, o projetista deve analisar esses pontos, e garantir que em seu projeto/instalação não haja a exposição a riscos inadmissíveis para as pessoas que usam, mantém ou instalam o sistema fotovoltaico.

2. AUSÊNCIA DE DISJUNTORES NOS QUADROS NOS QUAIS O SISTEMA FOTOVOLTAICO SERÁ INTERLIGADO ÀS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

Em instalações elétricas mais antigas, é comum que o quadro de distribuição (se é que se pode chamar assim) não tenha disjuntores parciais, apenas o disjuntor geral. Existem algumas instalações fotovoltaicas nas quais o executor opta por não instalar um disjuntor para seus sistemas, sob a alegação do custo de troca do quadro, afirmando que o disjuntor geral fará a proteção geral contra curto-circuito.

Essa condição não pode ser aceita, pois a ABNT NBR 5410 determina que nos pontos, onde haja mudança que resulte na redução da capacidade de condução de corrente, a proteção contra sobrecorrente é necessária. Posto isso, não é razoável realizar a instalação do sistema fotovoltaico de uma forma precária.

3. INSTALAÇÃO EXISTENTE COM DISPOSITIVO DR INSTALADO COMO GERAL DO QUADRO

A ABNT NBR 5410 determina que em determinadas condições, certos circuitos tenham proteção diferencial residual.

Em instalações residenciais, muitos projetistas optam por instalar o dispositivo diferencial residual como dispositivo geral do quadro de distribuição, decisão permitida por Norma (com algumas condições). Nesses casos, deve-se atentar para o local onde será instalado o disjuntor CA do sistema fotovoltaico, pois é preciso garantir que, quando a energia é oriunda do sistema fotovoltaico, a proteção diferencial residual continue operante.

CAPÍTULO 7

VÍCIOS E PROBLEMAS ENCONTRADOS NAS INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS DO BRASIL

As instalações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil são relativamente novas (iniciaram em 2012) e o número de unidades consumidoras com sistemas fotovoltaicos, comparado com o número total de unidades consumidoras ainda é pequeno. No entanto, esse número de conexões cresce a taxas superiores a 100 % nos últimos anos e a preocupação tanto por segurança quanto pela qualificação da cadeia de valor tem aumentado.

Poucos relatos de acidentes ou problemas em sistemas fotovoltaicos têm tido divulgação expressiva, mas há constatação, em consultorias e visitas in loco, de uma série de erros em instalações. Também se observa o emprego de dispositivos incorretos, que podem vir a ocasionar acidentes e/ou incêndios nos locais onde os sistemas foram instalados.

Nas imagens a seguir será analisada uma série de erros comuns encontrados em visitas a instalações diversas, bem como serão destacados pontos corretos das instalações.

Os nomes das empresas que executaram os serviços e que, por ventura, apareciam nas fotos foram apagados para preservá-los, visto que o objetivo não é mostrar os erros da empresa A ou B, e sim, vícios que são comuns no mercado.

1. DISPOSITIVOS DE CA EM CC

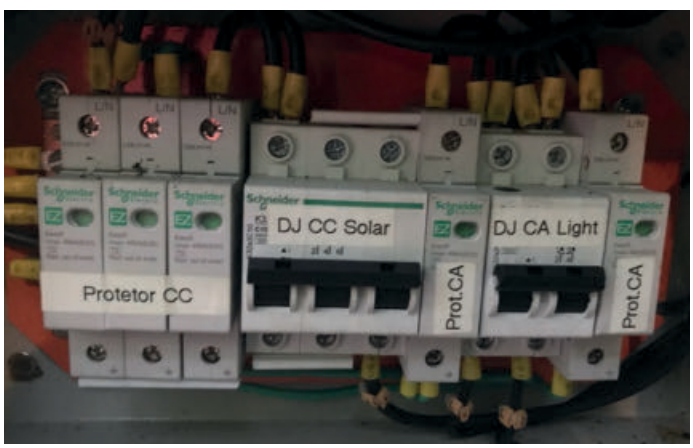


Imagem 1 - Dispositivos de CA utilizados em CC – arquivo pessoal do autor.

A caixa de junção (string box) da Imagem 1 mostra três vícios importantes em uma única instalação. Essa caixa de junção faz parte de um sistema fotovoltaico de 3 kWp e foi instalada em 2015, no município do Rio de Janeiro.

Sob muitos aspectos, esse era o padrão das primeiras instalações fotovoltaicas conectadas à rede no Brasil. Apesar de compreensível no início das instalações desse sistema, este tipo de erro não é justificável, por se tratar de um erro básico. No entanto, esses vícios ainda ocorrem com razoável frequência.

Imagem 2 - Disjuntor CA utiizado em CC

Na Imagem 2, o disjuntor utilizado é o modelo K32A da Schneider Eletric. Consultando as informações técnicas desse disjuntor, vê-se que ele é adequado para uso em CA, para frequência de 50 e 60 Hz, mas não para CC.

A extinção do arco em CC é mais difícil que a extinção do arco em CA, com isso, as câmaras de extinção de arco em dispositivos apropriados para CA não são preparadas para a extinção do arco em CC. O risco de acidentes ao se manobrar esse disjuntor em carga é considerável. Levando em consideração que a maioria das instalações de sistemas fotovoltaicos está em locais acessíveis a qualquer pessoa e que não há, no Brasil, a cultura de se utilizar mão de obra especializada para pequenos serviços de manutenção elétrica, os riscos passam a ser, não só de acidentes de trabalho, mas também para os usuários da instalação.

Para que esse tipo de vício não ocorra, é necessária a capacitação do responsável pelo projeto, visto que um engenheiro ou técnico que milite em eletricidade precisa saber especificar corretamente os dispositivos. Garantindo-se um projeto correto e bem especificado, também se deve assegurar que os responsáveis pela aquisição da caixa de junção entendam a importância de se atender à especificação e façam a solicitação correta ao fornecedor, verificando, por ocasião da equalização das propostas, se o produto ofertado está em conformidade com a solicitação realizada.

E como última barreira para evitar esse tipo de falha, o profissional responsável pela instalação deve verificar se os dispositivos a serem utilizados são compatíveis com o uso em CC. Essa observação visa, além da segurança e integridade do sistema, a segurança do próprio profissional que estará realizando a instalação.

2. DPS QUE NÃO ATENDEM AOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Analisando a mesma instalação da Imagem 2, a Imagem 3 mostra em destaque os DPS de CA utilizados em CC.

Imagem 3 - DPS CA utilizado em CC

Os DPS dessa instalação específica apresentam uma série de problemas, mas antes de explorar os pontos com problemas, é preciso entender as peculiaridades de um DPS em um sistema fotovoltaico.

Um sistema fotovoltaico tem a corrente de curto-circuito (Isc) um pouco maior que sua corrente de operação normal (no caso, a corrente de máxima potência) e essa corrente é dependente da irradiância.

Ao final de sua vida útil um DPS passa a ser um curto-circuito permanente para a terra. Em circuitos nos quais a corrente de curto-circuito é relativamente bem mais alta que a corrente de operação normal, o uso de um dispositivo de proteção contra sobrecorrentes em série com o DPS desconecta o DPS da rede ao final de sua vida útil. No entanto, em um sistema fotovoltaico, essa proteção não vai acontecer em virtude da baixa amplitude da corrente de curto-circuito, e o DPS ficará continuamente dando passagem para a terra, aquecendo e podendo causar um incêndio.

Em um DPS de um sistema fotovoltaico é necessária uma série de características especiais, e não apenas a de ser apropriado para o uso em corrente contínua. Dentre outras características, ele precisa prover meios de se desconectar do sistema ao final da vida útil.

Para garantir a eficácia da proteção contra surtos e a segurança das pessoas existe uma Norma específica para DPS fotovoltaicos, que é a IEC 61643-31 (essa Norma foi publicada em janeiro de 2018, antes disso a Norma era a EN 50539-11).

Agora, analisando especificamente o DPS utilizado nessa caixa de junção, mostrada na Imagem 3: o sistema fotovoltaico em que essa caixa de junção está instalada tem 14 módulos fotovoltaicos de 250 W cada, totalizando 3,5 kWp, ligados em um inversor de 3 kW.

Consultando as informações técnicas no catálogo do fabricante, verifica-se que esse DPS atende às instalações em CA. Mesmo que atendesse à CC, é preciso garantir que o DPS para o lado de CC de FV atenda explicitamente às particularidades de um sistema FV, conforme prescrito pela EN-50539-11 ou IEC 61643-31.

Dessa forma, ao final da vida útil desse DPS, o risco de incêndio nesse ponto é bastante alto. Na realidade, catálogos de fabricantes de DPS na Europa, em 2009, traziam a observação de que eles não se responsabilizavam por incêndio ao final da vida útil do sistema. Isso foi antes da EN 50539-11, e esse problema foi um dos fatores que levaram a necessidade de se desenvolver uma Norma especifica para DPS fotovoltaico.

Essa é uma situação muito preocupante, pois, uma série de empresas, profissionais e integradores do mercado de sistemas fotovoltaicos desconhecem essas peculiaridades. Mais agravante ainda: uma série de fabricantes e/ou importadores vende DPS como se fossem para aplicação para sistemas fotovoltaicos, mas esses DPS não têm a capacidade de desconexão ao fim da vida útil, trazendo risco a todos.

3. ATERRAMENTO

Como descrito no capítulo anterior, o eletrodo de aterramento de uma edificação é único. Dessa forma, a tentativa de instalação de um sistema fotovoltaico, em uma instalação na qual o sistema de aterramento não está em conformidade com as Normas, exigirá uma adequação no sistema de aterramento como um todo, e não apenas do sistema FV.

Na instalação analisada a seguir, o cliente recebe energia em baixa tensão da concessionária, a única malha de aterramento que a edificação tem é a da própria entrada de energia.

O quadro geral do empreendimento está mostrado na Imagem 4.

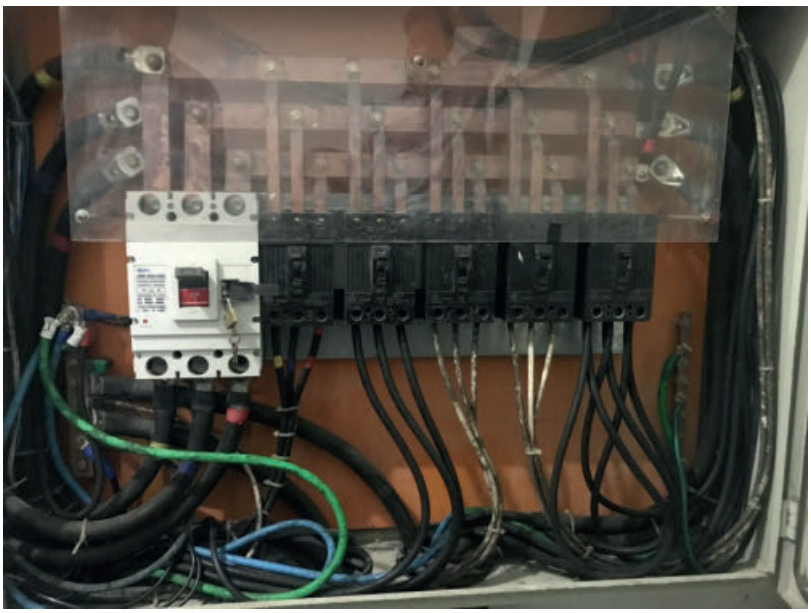
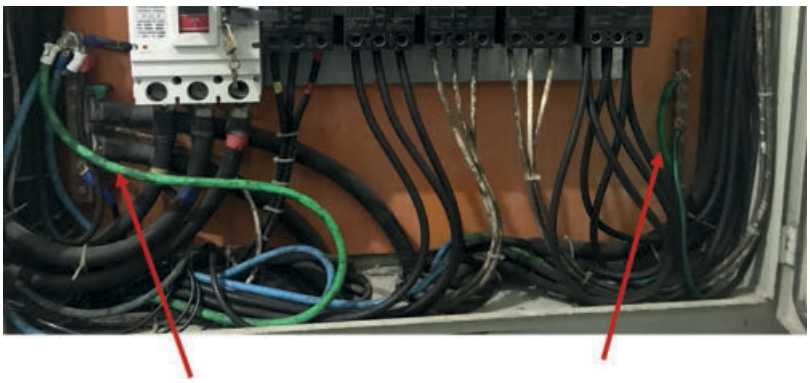


Imagem 4 - Quadro geral

A entrada de energia é realizada pelos cabeamentos que estão ligados diretamente aos barramentos nos lados direito e esquerdo, sendo que o quadro não possui disjuntor geral. No quadro, o condutor de terra e neutro são únicos, caracterizando o sistema de aterramento TN-C, de acordo com a ABNT NBR 5410.

Para poder levar o aterramento para o sistema fotovoltaico, o executante da instalação optou por converter o sistema de aterramento de TN-C para TN-C-S nesse ponto, criando uma barra de aterramento e interligando a barra de neutro.



Condutor interligação da barra de neutro com o barramento de terra criado.

barramento de terra criado

Imagem 5 - Interligação barramento N com T

Nesse ponto, há um primeiro erro. De acordo com a Imagem 6, extraída da ABNT NBR 5410, o PEN deverá chegar no barramento de terra e dele ser derivado para o de neutro, e não ao contrário, como está na instalação em questão.

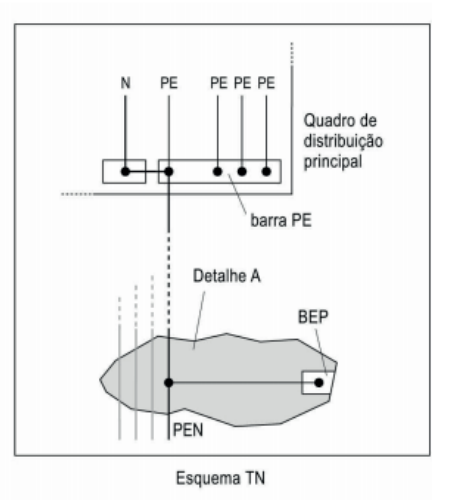


Imagem 6 - Conversão do TN-C para o TN-C-S - Imagem extraída da ABNT NBR 5410.

O barramento de neutro existente não dispunha de espaço físico para instalação de mais um condutor, sendo instalada uma série de condutores em um mesmo parafuso, ao invés de ter sido trocado o barramento por um maior. Da forma como está instalado, uma manutenção mal realizada ou um aquecimento dos outros condutores no mesmo parafuso pode vir a gerar mau contato, anulando a proteção que o condutor de aterramento deveria propiciar.

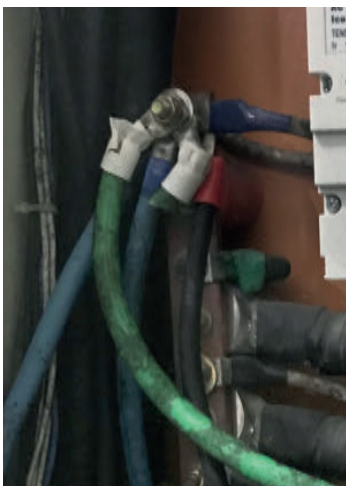


Imagem 7 - Várias conexões no mesmo parafuso

O sistema fotovoltaico em questão necessita de um transformador 380/220 V, pois a tensão dos inversores é diferente da tensão da instalação. Por não ter espaço disponível no quadro, o executor instalou um quadro no mesmo local, a fim de instalar o disjuntor de proteção do primário do transformador, que está instalado no mesmo recinto. No entanto, a equipotencialização desse quadro não foi realizada, como mostra a Imagem 8.

Imagem 8 - Quadro sem equipotencialização

Esse condutor de equipotencialização seguirá até o transformador e o quadro de distribuição que alimenta o lado CA dos inversores (três inversores no total) e posteriormente para as caixas de junção (string box).

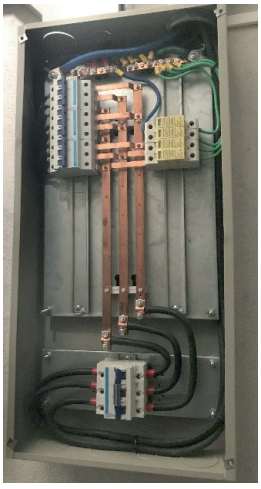


Imagem 9 - Equipotencialização quadro CA inversores

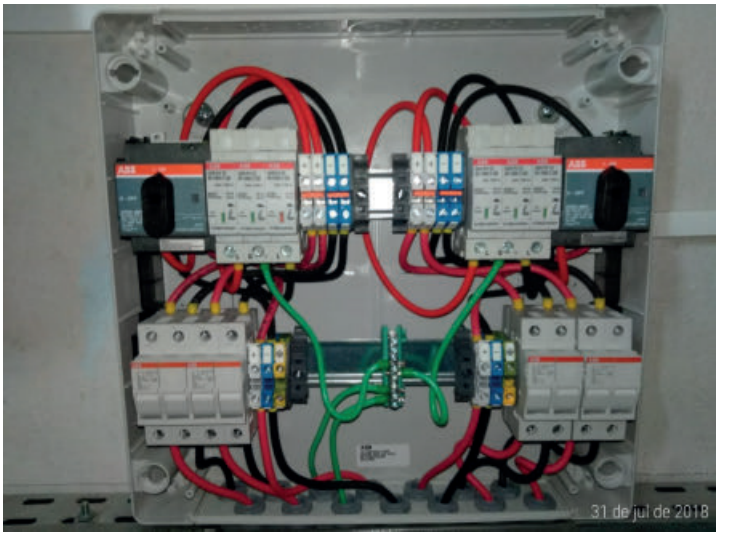
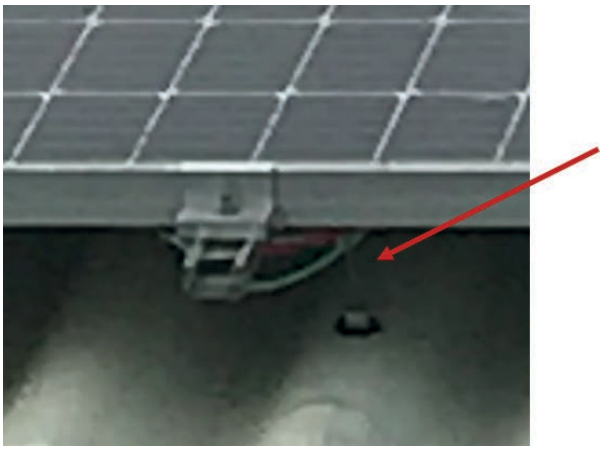


Imagem 10 - Equipotencialização string box

Desse ponto em diante a equipotencialização segue para as estruturas, mas os módulos não foram equipotencializados, pois se considerou que o fato de estar sob uma estrutura metálica seria suficiente para equipotencializá-los.



Condutor de equipotencialização apenas na estrutura, não equipotencializando os módulos.

Imagem 11 - Equipotencialização das estruturas

No entanto, como a estrutura dos módulos é anodizada, para a correta equipotencialização dos módulos há duas possibilidades: ou se utiliza o ponto de aterramento que faz parte do próprio módulo ou se usa modelos de estruturas em que as peças para fixação dos módulos quebram a anodização da estrutura dos módulos, fazendo a equipotencialização entre os módulos e a estrutura de fixação do sistema.

Resumindo, nesse sistema especifico, a malha de aterramento é feita de forma incorreta com os módulos não equipotencializados.

Esse erro decorre de dois problemas: o primeiro é a falta de entendimento de todo o mercado de instalações elétricas (não, exclusivamente, dos profissionais responsáveis por instalações de sistemas fotovoltaicos) sobre a maneira correta de realizar o aterramento seguindo o que determina a ABNT NBR 5410, o que leva as instalações elétricas existentes a possuírem vícios nas instalações antes da instalação do sistema fotovoltaico.

O segundo é a falta de conhecimento (e aplicação) de conceitos corretos dos profissionais do mercado fotovoltaico, que não conseguem identificar até que ponto os vícios existentes nas instalações afetarão a segurança e a eficácia do sistema fotovoltaico a ser instalado.

4. USO DE CONDUTORES ISOLADOS 450/750 V

Como foi visto no item sobre linhas elétricas dessa publicação, os condutores no lado de CC de um sistema fotovoltaico devem ter dupla isolação e serem não halogenados, isto é, devem ter baixa emissão de fumaça e gases tóxicos na ocorrência de uma falha, requisito que impede o uso de condutores isolados 450/750 V) nessa situação.

Cabos unipolares de seção maiores (a partir de 25 mm^2) são relativamente simples de achar em lojas especializadas de materiais elétricos; no entanto, os de seções menores, normalmente são compradas sob encomenda, e as revendas não costumam ter em estoque. Com isso, muitas vezes, os integradores, por desconhecimento, compram o condutor isolado (o famoso “cabo 750 V”) disponível na revenda e instalam em seu sistema fotovoltaico.

A solução, novamente, passa pelo planejamento de compras, a correta especificação e a verificação para garantir que o que foi entregue está correto.

Imagem 12 - Cabos isolados (450/750 V) utilizados em sistema fotovoltaico

5. VÍCIOS E FALHAS DIVERSAS

Neste tópico são apontadas falhas diversas em instalações fotovoltaicas que se tem visto em visitas de diversas equipes de profissionais do mercado.

As imagens 12 e 13 mostram uma instalação realizada no Rio Grande do Sul. Nessa instalação, o executor realizou emendas nos condutores de CC, fez o seccionamento em apenas um polo (no positivo) e utilizou disjuntor CA para o sistema de CC.

Imagem 13 - Sistema fotovoltaico instalado no RS

Cabo 450/750 V utilizado em CC do sistema FV.

Emenda realizada no cabo do arranjo fotovoltaico de forma incorreta.

Imagem 14 - Detalhe das conexões

Disjuntor de CA utilizado em CC, e seccionando apenas o positivo.

Imagem 15 - Disjuntor de CA utilizado em CC

Na instalação a seguir, o executor instalou os condutores de CC e de CA em um mesmo conduto, que ao término da instalação será fechado.

Deve-se atentar que em um sistema fotovoltaico conectado à rede há duas fontes de energia, e as prescrições da ABNT NBR 5410 nesse tópico devem ser atendidas.

Especificamente sobre os condutores de fontes diferentes, a ABNT NBR 5410 veda a utilização dos condutores em um mesmo conduto fechado, como mostra a Imagem 15.

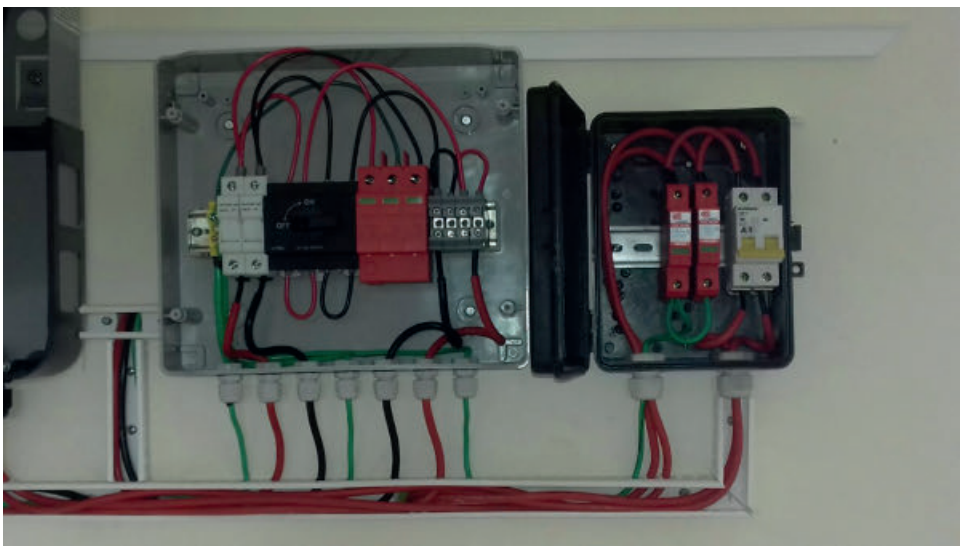


Imagem 16 - condutores CA e CC em um mesmo conduto fechado

CAPÍTULO 8

ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

Ao se optar por instalar um sistema fotovoltaico sacrifica-se uma quantia monetária no presente para receber outras quantias (no caso, redução nos custos de energia elétrica) durante o período de vida útil do projeto. Deste modo, um sistema fotovoltaico funciona como um investimento e assim deve ser tratado.

Para conseguir calcular isso, é necessário conhecer, mesmo que superficialmente, conceitos de matemática financeira.

1. MATEMÁTICA FINANCEIRA

O dinheiro possui valores diferentes no tempo: R$ 1.000,00 no presente não tem o mesmo valor que R$ 1.000,00 daqui a um ano, por exemplo. Portanto, ao somar valores monetários em datas diferentes é preciso corrigir essa diferença.

A Matemática financeira é a disciplina que permite corrigir a diferença de valor do dinheiro no tempo. Com isso é possível comparar os valores financeiros para diferentes tipos de investimentos.

De acordo com Puccini (2009, p.3)[17] "Eis os mandamentos fundamentais da Matemática Financeira que nunca podem deixar de ser observados:

a) valores de uma mesma data são grandezas que podem ser comparadas e somadas algebricamente;

b) valores de datas diferentes são grandezas que só podem ser comparadas e somadas algebricamente após serem movimentadas para uma mesma data, com a correta aplicação de uma taxa de juros."

1.1. Por que o valor do dinheiro varia no tempo?

- O que se pode comprar hoje com R$1.000,00 não se comprará daqui a um ano pelo mesmo valor;
- Aquilo que se faria hoje com R$1.000,00 terá que ser adiado por um ano. Quanto vale o ato de esperar?
- A pessoa, instituição ou empresa que disponibilizaria esse dinheiro hoje, pode não ter condições de fazê-lo no futuro.

[17] *PUCCINI, Abelardo de Lima. Matemática Financeira: Objetiva e Aplicada. Rio de Janeiro: Saraiva, 1986.*

Por esses motivos conclui-se que quantias monetárias em tempos diferentes têm valores diferentes! Para trocar R$1.000,00 por algum valor daqui a um ano é preciso receber uma quantia a mais, de forma que esse montante, no futuro, equivalha aos mesmos R$1.000,00 atuais. Esse valor acrescido deve ser tal, que cubra a desvalorização do dinheiro, o adiamento da compra e o risco de não ter o dinheiro à disposição.

A relação entre quantias monetárias em duas datas diferentes é denominada TAXA DE JUROS.

A matemática financeira vai utilizar desses conceitos para, através de equações matemáticas, permitir alterar o valor do dinheiro no tempo e com isso, poder realizar operações algébricas.

2. POR QUE INVESTIR EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Por que alguém ou alguma empresa investiria em um sistema fotovoltaico?

Vale a pena, pela ótica financeira, adquirir um sistema fotovoltaico?

A função de um administrador financeiro (seja ele o CFO de uma multinacional, ou o chefe(a) da casa) é maximizar a riqueza do investidor. Para tanto o administrador busca tomar decisões ótimas.

"Para tomar a decisão ótima, o administrador deve ser capaz de responder algumas perguntas fundamentais: onde investir? Quanto investir? Como financiar o investimento? Como distribuir os resultados? Para responder a essas perguntas precisa identificar o ativo, o ambiente e o comportamento do investidor."(Abreu, 2007, p.15)

Vale reparar que o objetivo não é maximizar o retorno do projeto A ou B e sim os resultados globais.

Se ao final de sua vida útil o sistema fotovoltaico trouxer para determinado cliente mais riqueza do que as outras opções de investimento disponíveis, então ele será um bom negócio, analisando pela ótica puramente financeira.

Cabe ressaltar que, por mais atrativa que seja a energia solar, ela não será necessariamente a melhor opção para maximizar a riqueza do cliente, pois ele pode ter melhores opções para investir.

3. CONCEITOS BÁSICOS DE MATEMÁTICA FINANCEIRA

Como foi explicado antes, o juro é uma relação entre o valor do dinheiro e o tempo, e essa taxa (de juros) é usada para que se possa equivaler o valor do dinheiro em datas diferentes, seja para obter um empréstimo, seja para realizar um investimento.

Os juros podem ser calculados de duas formas:

3.1. Juros Simples

No cálculo de juros simples, a taxa de juros incide apenas sobre o valor principal, ou seja, a cada período em que se precisa incluir os juros, eles são aplicados apenas sobre o capital original.

No Brasil, esse tipo de cálculo é utilizado principalmente nas operações de empréstimos de curto prazo, como juros de cheque especial com prazo inferior a um mês ou desconto de títulos de curto prazo, como boletos.

A fórmula para cálculo dos juros simples é dada por:

FV = PV + (PV x i x n), sendo:

FV = valor do capital ao final do período

PV = valor do capital no início do período

I = taxa de juros, em %

n = período de tempo que os juros incidirão

3.2. Juros Compostos

Nessa modalidade de cálculo, os juros incidem também sobre os juros anteriores, já incorporados ao capital, ou seja, correm juros sobre juros.

Aplicações como a Poupança, por exemplo, rendem juros sobre juros.

Tem-se, portanto, a forma mais representativa da variação do valor do dinheiro em períodos de tempo de médio e longo prazo, sendo, a que, para o autor, melhor se aplica à análise de investimentos de sistemas fotovoltaicos.

A fórmula para cálculo de juros compostos é dada por:

$FV = PV + (1 + i)^n$, sendo:

FV = valor do capital ao final do período

PV = valor do capital no início do período

I = taxa de juros, em %

n = período de tempo em que os juros incidirão

3.3. Fluxo de Caixa

Ao iniciar uma análise de investimentos, o primeiro passo é determinar o fluxo de caixa, representando os valores de entrada e saída no transcorrer do período em análise. Em seguida, é preciso converter essas quantias em valores na mesma data, para ser possível realizar operações algébricas.

Converter todos os valores futuros para a data de início do investimento é o que se denomina “trazer a VALOR PRESENTE”.

Algumas vezes, ao invés de comparar todos os valores no início do investimento, se compara ao final do investimento, e essa conversão é chamada de VALOR FUTURO.

4. TÉCNICAS DE ANÁLISES DE INVESTIMENTOS

Para ser possível tomar decisões de investimentos é necessário adotar critérios para analisar o desempenho futuro esperado do investimento. Com base nesses critérios, é possível aceitar, rejeitar, comparar e classificar as diversas possibilidades de investimento.

As principais formas de cálculo para análise de investimentos em sistemas fotovoltaicos são:

4.1. Período de Payback simples

Em português Payback significa pagar de volta e esse critério visa exatamente isso: verificar em quanto tempo o somatório das entradas iguala o valor do investimento inicial.

No cálculo de Payback simples se realiza as somas das entradas futuras sem levar em consideração a variação do valor do dinheiro no tempo, sendo esse um grave erro conceitual.

A vantagem dessa modalidade é a simplicidade de cálculo. Para uma análise rápida e superficial serve como um bom indicativo. No entanto, para análises mais precisas, o fato de não considerar a variação do valor do dinheiro no tempo representa ferramenta precária de avaliação de investimentos.

Esse tipo de análise também tem a limitação de não considerar o fluxo de caixa após o período de retorno do investimento, podendo, por exemplo, ter por resultado um Payback menor que outro tipo de investimento, mas gerando menos riqueza total se for analisado todo o período do projeto.

Por isso, sugere-se o uso dessa análise apenas para fornecer informações rápidas para o cliente, como no caso de sistemas fotovoltaicos para clientes residenciais, tendo em vista que alguns desses clientes podem não dominar os preceitos de análises de investimentos.

4.2. Período de Payback Composto

O Payback Composto usa o conceito do Payback simples, mas corrige o erro conceitual de desconsiderar o valor do dinheiro no tempo.

No Payback composto (ou descontado) cada entrada ou saída futura é trazida a valor presente usando uma taxa de desconto (chamada taxa de juros) e vai se somando as parcelas até que o fluxo de entrada (trazido a valor presente) seja igual ao valor investido.

Porém, para trazer a valor presente é preciso saber a que taxa de juros será descontado o dinheiro. Esse valor varia de acordo com a fonte que o cliente for recorrer para obter o dinheiro para adquirir o sistema fotovoltaico.

Se o cliente, por exemplo, usar o dinheiro depositado em uma conta poupança para pagar o sistema fotovoltaico, a taxa de desconto a ser usada deverá ser a da poupança. No entanto, se o cliente for usar uma quantia que está investida no CDB, por exemplo, a taxa de desconto deverá ser a do CDB e não a da poupança, simples assim.

Esse método é muito importante para comparar os prazos necessários para o cálculo de prazo de retorno de investimentos em projetos, principalmente quando há limitação para o prazo de retorno do investimento.

Esse cálculo também tem limitação, assim como o Payback simples, pelo fato de não analisar o fluxo de caixa após o investimento ter sido pago.

4.3. VPL (valor presente líquido)

Esse é o critério mais utilizado em análise de investimentos. Ele objetiva quantificar, em valores atuais, qual valor de riqueza será gerado pelo projeto.

A análise consiste em trazer todas as entradas e saídas futuras a valor presente, no decorrer da vida útil do projeto, e deduzir do valor do investimento.

Assim, quando o resultado de VPL é positivo significa que, em valores atuais, o investimento traz riqueza, para valores iguais a zero é indiferente investir ou não, e para valores negativos significa que se perdeu riqueza, ou melhor, se destruiu valor.

Uma vez mais: é preciso definir uma taxa de juros para poder trazer o valor do dinheiro no tempo a valor presente.

Chama-se de TMA (taxa mínima de atratividade) essa taxa quando se calcula o VPL.

É uma excelente técnica para comparar diferentes opções de investimentos e para montar uma simulação com várias taxas de desconto, para que o cliente analise.

É uma técnica mundialmente aceita e muito importante para a tomada de decisão de investir, mas, nada impede que se adotem outras técnicas, em conjunto, para auxiliar a tomada de decisão, como, por exemplo, o Payback descontado.

4.4. TIR (taxa interna de retorno)

Como foi visto em VPL, para cada TMA há um valor de VPL que pode ser positivo, nulo ou negativo. A definição de TIR é a taxa que torna o VPL nulo.

A grande vantagem da TIR é ter apenas um valor referencial. Para realizar a comparação de várias oportunidades de investimentos, compara-se a TIR de cada um dos possíveis investimentos.

No entanto, existem investimentos que terão mais de uma TIR. Isso ocorre quando o fluxo de caixa tem mais de uma inversão de valores.

Quando se trata de investimento em sistema fotovoltaico, o fluxo de caixa tem apenas uma inversão de valores e a TIR pode ser utilizada.

5. EXEMPLOS

O uso de exemplos numéricos vai possibilitar melhor entendimento.

O caso trata de um cliente, não residencial, grupo tarifário B, localizado no município de Belford Roxo, Rio de Janeiro, consumindo em média 34.000 kWh/ano:

- O custo da tarifa de energia no RJ, área de concessão da LIGHT SESA é de R$ 0,92515/kWh (informações retiradas do site da companhia);
- Previsão de aumento do custo de energia médio anual: 5 % a.a.;
- Geração do sistema anual: 30.220,00 kWh (simulados no software Solergo)
- Custo do sistema: R$ 97.500,00 (considerado R$ 5.000,00/kWp)
- Vida útil do projeto: 25 anos
- Troca dos inversores: no 16° ano
- Redução da geração de energia anual: 0,8 % a.a.

Com esses dados, pode-se começar a análise. A primeira etapa é estimar o valor médio de energia gerada por ano, levando-se em consideração a perda de geração do sistema (0,8 % a.a.). Esses valores estão representados no Gráfico 3.

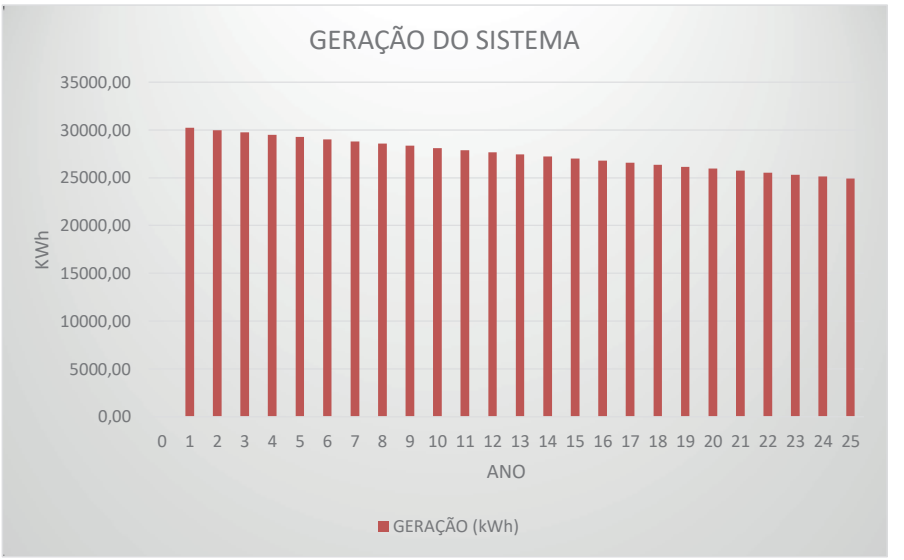


Gráfico 3 - Geração de Energia

Considerando agora o aumento do custo da energia e a troca do inversor em 16 anos tem-se o fluxo de caixa representado pelo Gráfico 4, sendo que os valores (-) representam desembolso financeiro e os valores (+) representam entrada no caixa (no caso, dinheiro não gasto com conta de energia elétrica).

Gráfico 4 - Fluxo de caixa

ANO 0	- 97.500,00	ANO 9	38.735,97	ANO 18	55.901,46
ANO 1	27.958,03	ANO 10	40.347,38	ANO 19	58.226,96
ANO 2	29.121,09	ANO 11	42.025,83	ANO 20	60.649,20
ANO 3	30.332,52	ANO 12	43.774,11	ANO 21	63.172,21
ANO 4	31.594,36	ANO 13	45.595,11	ANO 22	65.800,17
ANO 5	32.908,68	ANO 14	47.491,87	ANO 23	68.537,46
ANO 6	34.277,68	ANO 15	49.467,53	ANO 24	71.388,61
ANO 7	35.703,64	ANO 16	33.525,38	ANO 25	74.358,38
ANO 8	37.188,91	ANO 17	53.668,83		

Tabela 2 - Fluxo de caixa

Realizando agora as análises.

5.1. Payback Simples

No Payback simples desconsidera-se a variação do valor do dinheiro no tempo, então, a Tabela 3 mostra que o retorno do dinheiro investido se dá entre 3 e 4 anos.

ANO	ENTRADA	SAIDA	ACUMULADO
0	0	- 97.500,00	- 97.500,00
1	27.958,03		- 69.541,97
2	29.121,09		- 40.420,88
3	30.332,52		- 10.088,36
4	31.594,36		21.506,00
5	32.908,68		54.414,68
6	34.277,68		88.692,37

Tabela 3 - Payback simples

5.2. Payback descontado

No Payback descontado leva-se em consideração o dinheiro no tempo. Supondo que o cliente fosse retirar o dinheiro de uma aplicação que lhe renderia 10 % a.a ao longo dos próximos 25 anos. Nesse caso para fazer a Tabela 4 é preciso recalcular os valores de receita futura com o custo de oportunidade do cliente.

A tabela de fluxo de caixa acumulado seria reescrita conforme Tabela 4:

ANO	ENTRADA	SAIDA	ACUMULADO	ANO	ENTRADA	SAIDA	ACUMULADO
0	-	-97.500,00	- 97.500,00	13	R$13.207,28		145.673,47
1	25.416,39		- 72.083,61	14	R$12.506,09		158.179,57
2	24.067,01		- 48.016,59	15	R$11.842,13		170.021,70
3	22.789,27		- 25.227,32	16	R$7.296,10		177.317,80
4	21.579,37		- 3.647,95	17	R$10.618,09		187.935,89
5	20.433,70		16.785,76	18	R$10.054,37		197.990,26
6	19.348,86		36.134,62	19	R$9.520,57		207.510,83
7	18.321,61		54.456,23	20	R$9.015,12		216.525,95
8	17.348,90		71.805,13	21	R$8.536,50		225.062,45
9	16.427,83		88.232,96	22	R$8.083,29		233.145,73
10	15.555,66		103.788,62	23	R$7.654,14		240.799,87
11	14.729,80		118.518,42	24	R$7.247,77		248.047,64
12	13.947,78		132.466,20	25	R$6.862,98		254.910,62

Tabela 4 - Payback descontado

Agora, o tempo de retorno do investimento não se dá mais entre 3 e 4 anos, e sim entre 4 e 5 anos.

Quanto maior a taxa de desconto, maior o tempo que o investimento leva para se pagar. Para uma taxa de 20 % a.a, por exemplo, o tempo de retorno do investimento seria entre 5 e 6 anos.

5.3. VPL (valor presente líquido)

Considerando a mesma taxa de desconto de 10 % (chamada de Taxa Mínima de Atratividade – TMA), o investimento representa um acréscimo de riqueza, em dinheiro atual de R$ 254.910,62. Se a TMA for de 20 % a.a., o VPL cairia para R$ 72.903,55.

5.4. TIR (taxa interna de retorno)

A TIR para esse fluxo de caixa é de 32,71 %, ou seja, para taxas de descontos menores que 32,71 % o VPL é positivo, portanto, gera riqueza, para taxas maiores que 32,71 % o VPL é negativo, destrói riqueza.

5.5. Análise do investimento

A Tabela 5 mostra o quadro resumo que o administrador financeiro vai usar para nortear sua decisão.

Payback simples	**4 anos**
Payback Descontado	**5 anos**
VPL	**254.910,00**
TIR	**32,71%**

Tabela 5 - Resumo

Com essas informações, o tomador de decisões pode comparar com seus outros projetos internos, com suas opções de financiamento, com as regras de investimento de sua empresa, dentre outras considerações.

6. COMENTÁRIOS

O mercado fotovoltaico no Brasil utiliza quase que predominantemente o Payback simples, considerando ainda, o aumento do custo de energia futura. Apesar desse método não ser o correto é compreensível que seja utilizado, visto que o mercado se desenvolveu no segmento residencial, no qual cálculos mais complexos poderiam não ser assimilados. No entanto, como esse tipo de projeto comumente leva o cliente a buscar financiamento para poder realiza-lo, utilizar Payback simples leva a análises extremamente incorretas.

Quaisquer técnicas possuem vantagens e desvantagens, o analista deve entender essas limitações e utilizar ferramentas em conjunto, para que possa nortear melhor sua decisão.

CAPÍTULO 9

ESTUDOS DE CASO

O que será que acontece se resolvermos tirar do papel o que foi visto até agora?

Será que realmente se gera energia?

Será que a concessionária permite que se devolva a energia em dado momento e se utilize em outro?

Será que, financeiramente vale a pena?

E os módulos em qualquer posição geram a mesma energia?

Nesse capítulo serão analisadas três instalações existentes, verificando essas questões.

1. INSTALAÇÃO RESIDENCIAL – 3,75 KWP

No primeiro caso, trata-se de uma instalação residencial, de 3,75 kWp, realizada pela Tannure Tel, na cidade de Belo Horizonte/MG.

Nesse estudo de caso, serão analisadas as condições econômicas do projeto.

A usina entrou em operação em novembro/2014, tendo um custo de R$ 26.000,00, valores à época.

Para análise serão utilizados os seguintes dados:

- Contas de energia da CEMIG de mar/2015 a abr/2018;
- Geração de energia do sistema, de mar/2015 a abr/2018;

Como não estão disponíveis os valores de geração entre a data de início de operação da usina e mar/2015, esses custos não serão considerados, adotando-se uma análise mais conservadora nesse estudo.

A geração de energia do sistema, o autoconsumo e a injeção na rede estão mostradas na Tabela 6 a seguir.

Mês	Geração de energia (kwh	Auto consumo de energia (kWh)	Energia injetada (kWh)	Mês	Geração de energia (kwh	Auto consumo de energia (kWh)	Energia injetada (kWh)	Mês	Geração de energia (kwh	Auto consumo de energia (kWh)	Energia injetada (kWh)
mar/15	470	240	230	abr/16	458	206	252	mai/17	393	113	280
abr/15	410	157	253	mai/16	415	229	186	jun/17	403	157	246
mai/15	389	145	244	jun/16	357	114	243	jul/17	418	154	264
jun/15	378	166	212	jul/16	418	175	243	ago/17	528	240	288
jul/15	381	208	173	ago/16	434	188	246	set/17	546	260	286
ago/15	507	242	265	set/16	537	239	298	out/17	569	314	255
set/15	478	205	273	out/16	519	184	335	nov/17	432	157	275
out/15	622	297	325	nov/16	434	129	305	dez/17	454	180	274
nov/15	486	66	420	dez/16	498	227	271	jan/18	547	252	295
dez/15	555	239	316	jan/17	554	266	288	fev/18	384	83	301
jan/16	438	119	319	fev/17	430	145	285	mar/18	473	193	280
fev/16	513	126	387	mar/17	530	228	302	abr/18	434	115	319
mar/16	482	230	252	abr/17	423	151	272				

Tabela 6 - Geração de energia

Nesse caso, praticamente 40 % da energia gerada foram consumidos no momento da geração, e o restante (60 %) injetado na rede.

A Tabela 7 apresenta o fluxo de caixa, em R$, sendo a coluna economia acumulada à soma, em R$, das economias anteriores.

No capítulo anterior foi explicado que o dinheiro em tempos diferentes não pode ser somado, mas ao usar o Payback simples, é exatamente isso que está sendo feito.

O fluxo de caixa da Tabela 7 usa o Payback simples, e por essa análise, em abril de 2018, a economia acumulada do sistema em questão era de quase 50 % do investimento.

Considerando que o sistema tem uma vida útil de 25 anos, tem-se um excelente investimento. Com os sucessivos aumentos do custo de energia elétrica, esse cenário tende a melhorar, ou seja, o sistema se pagará mais rapidamente.

MÊS	autoconsumo (kWh)	Injetado (kWh)	Economia Autoconsumo (R$)	Economia injeçao (R$)	Economia mensal (R$)	Economia acumulada (R$)	Fluxo de caixa
Investimento							**-26.000,00**
mar/15	240	230	170,88	152,12	323,00	323,00	-25.677,00
abr/15	157	253	128,31	178,79	307,10	630,10	-25.369,90
mai/15	145	244	126,50	196,84	323,34	953,44	-25.046,56
jun/15	166	212	145,96	171,02	316,98	1.270,41	-24.729,59
jul/15	208	173	187,23	139,57	326,80	1.597,22	-24.402,78
ago/15	242	265	215,17	213,78	428,95	2.026,16	-23.973,84
set/15	205	273	183,85	177,77	361,62	2.387,78	-23.612,22
out/15	297	325	262,86	161,20	424,06	2.811,85	-23.188,15
nov/15	66	420	57,33	200,84	258,17	3.070,01	-22.929,99
dez/15	239	316	204,35	184,93	389,28	3.459,30	-22.540,70
jan/16	119	319	102,22	188,35	290,57	3.749,86	-22.250,14
fev/16	126	387	110,50	251,41	361,91	4.111,77	-21.888,23
mar/16	230	252	190,69	143,16	333,85	4.445,62	-21.554,38
abr/16	206	252	170,33	143,16	313,49	4.759,11	-21.240,89
mai/16	229	186	183,58	111,24	294,82	5.053,93	-20.946,07
jun/16	114	243	92,53	197,67	290,20	5.344,13	-20.655,87
jul/16	175	243	143,59	189,17	332,76	5.676,89	-20.323,11
ago/16	188	246	151,84	183,18	335,02	6.011,91	-19.988,09
set/16	239	298	197,38	188,04	385,42	6.397,33	-19.602,67
out/16	184	335	154,01	197,11	351,12	6.748,45	-19.251,55
nov/16	129	305	108,08	171,65	279,73	7.028,18	-18.971,82
dez/16	227	271	186,10	188,72	374,82	7.403,00	-18.597,00
jan/17	266	288	214,02	151,50	365,52	7.768,52	-18.231,48
fev/17	145	285	117,51	150,40	267,91	8.036,44	-17.963,56
mar/17	228	302	192,95	171,35	364,30	8.400,74	-17.599,26
abr/17	151	272	127,82	145,16	272,98	8.673,71	-17.326,29
mai/17	113	280	90,04	178,91	268,95	8.942,66	-17.057,34
jun/17	157	246	126,56	168,34	294,90	9.237,56	-16.762,44
jul/17	154	264	122,81	170,32	293,13	9.530,70	-16.469,30
ago/17	240	288	187,97	147,13	335,10	9.865,80	-16.134,20
set/17	260	286	204,89	146,35	351,24	10.217,04	-15.782,96
out/17	314	255	257,35	127,05	384,40	10.601,43	-15.398,57
nov/17	157	275	134,36	150,00	284,36	10.885,80	-15.114,20
dez/17	180	274	152,04	169,46	321,50	11.207,30	-14.792,70
jan/18	252	295	197,12	152,35	349,47	11.556,77	-14.443,23
fev/18	83	301	62,30	150,42	212,72	11.769,50	-14.230,50
mar/18	193	280	150,71	168,19	318,90	12.088,39	-13.911,61
abr/18	115	319	89,48	179,53	269,01	12.357,40	-13.642,60

Tabela 7 - Fluxo de caixa

Contudo, como visto no capítulo anterior, essa técnica (Payback simples) não é a mais adequada para investimentos longos.

Para as demais análises financeiras, será preciso definir uma taxa de desconto.

A definição da taxa de desconto a ser usada impacta e muito na análise. Pela ótica financeira, valores pequenos melhoram o resultado e os maiores, pioram.

Então, como determinar a taxa a ser usada?

Grandes clientes ou investidores costumam ter seu valor de taxa, em função do seu custo de capital ou taxa mínima de atratividade, no entanto, quando se trata de clientes residenciais isso raramente acontece, então, o ideal é colher o máximo de informações acerca dos investimentos desse cliente, para determinar uma taxa de desconto.

Considerando o valor investido em energia fotovoltaica como um investimento em renda fixa, para analisá-lo é adotada a taxa Selic como taxa de desconto.

Em outubro de 2014, data do desembolso financeiro por parte do cliente, a taxa SELIC era de 10,90 % a.a.

É preciso, ainda, estimar o aumento das tarifas de energia, os custos de O&M[18] e a substituição do inversor ao final de sua vida útil. A inflação energética em eletricidade tem sido maior que 10 % a.a. no acumulado nos últimos 10 anos. Quanto maior o valor de inflação energética for utilizado, melhores serão os resultados financeiros. Em se tratando de análises de investimentos, uma postura mais conservadora é indicada, portanto será utilizada uma inflação energética de 8 % a.a., e não os 10 % a.a. dos dados históricos. Os custos de O&M para um sistema desse porte estão estimados em cerca de R$ 300,00/ano (com reajustes anuais de 5 % a.a).

Antes de se realizar as análises de VPL e da TIR, resta definir se existe previsão de substituição de algum equipamento no transcorrer do projeto. A maioria dos equipamentos e dispositivos de um sistema fotovoltaico tem uma vida útil superior ao do projeto, mas a maioria dos inversores, não. Com isso, é necessário considerar os custos de substituição do inversor na análise de fluxo de caixa do projeto.

A definição da vida útil de um inversor solar não está pacificada na literatura técnica. Continuando com uma análise conservadora, será adotada a vida útil igual à garantia do inversor, que nesse projeto especifico, foi de 10 anos.

[18] *O&M: Operação e manutenção*

Com isso, o fluxo de caixa previsto para o projeto em epígrafe é:

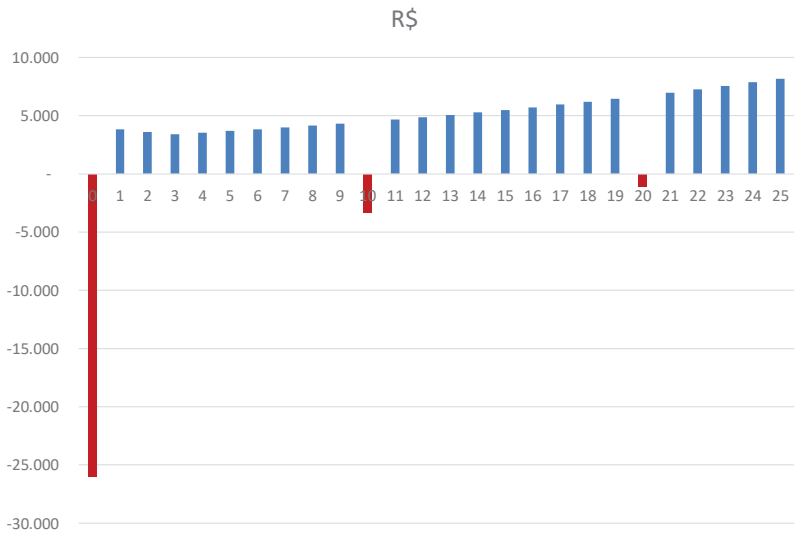


Gráfico 5 - Fluxo de caixa

Relembrando o que foi visto no capítulo anterior, cada receita ou despesa futura, será somada após a aplicação da taxa de desconto, ou seja, trazendo a valor presente.

Dessa forma, com o Payback descontado à taxa de 10,90 % a.a., tem-se o fluxo de caixa acumulado conforme Gráfico 6. Pode-se ver no gráfico que, apenas entre o 14° e 15° ano, o investimento se pagaria.

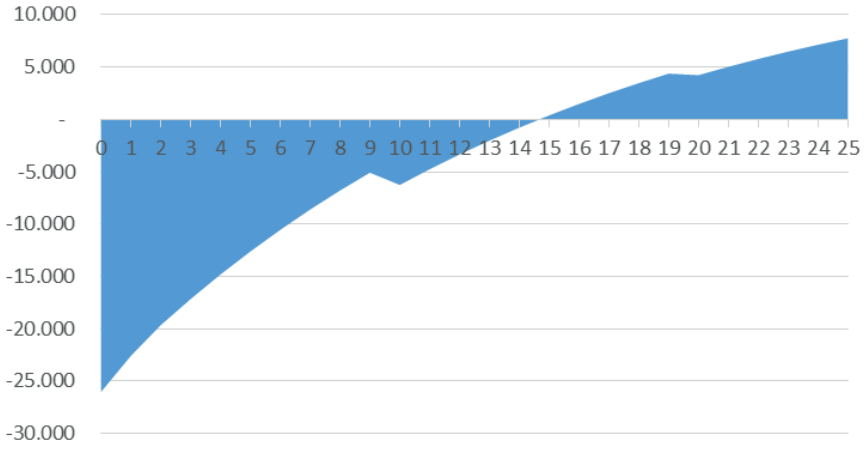


Gráfico 6 - Fluxo de caixa descontado

Ao calcular agora o VPL tem-se como resultado R$ 7.740,00[19].

Em primeira análise: o que isso significa?

Esse número significa que, todo o investimento foi pago e que ainda gerou uma riqueza, em valores atuais, de R$ 7.740,00. No jargão financeiro, gerou valor.

Se o cliente optasse, por exemplo, por não investir em um sistema fotovoltaico, mas em algum tipo de investimento que o remunerasse nos mesmos 10,90 % a.a., ele teria deixado de aumentar sua riqueza em R$ 7.740,00.

Já foram usadas três das técnicas apresentadas anteriormente, resta a última: a TIR.

Ao calcular a TIR obtém-se o valor de 14,30 % a.a.

Como explicado anteriormente, a definição da taxa de desconto é, por si só, subjetiva e muitas vezes difícil de determinar sem um profundo conhecimento do cliente.

A TIR visa determinar qual taxa de desconto faz o VPL ser nulo, ou seja, não acarretar aumento ou redução da riqueza.

Tendo a TIR, sabe-se que se as taxas de descontos forem maiores do que ela, o VPL será negativo, ou seja, haverá perda de valor.

Supondo, por exemplo, que o proprietário não tivesse recursos à época para o investimento, e resolvesse financiar o sistema fotovoltaico.

Se a taxa do financiamento for menor do que a TIR, o financiamento, do ponto de vista financeiro, faria sentido, do contrário não.

Então, para o exemplo em questão, com a TIR de 14,30 %, o investidor sabe que se ele tiver dinheiro aplicado em taxas menores do que isso (poupança, por exemplo) ou tiver linhas de crédito disponíveis a taxas menores do que a TIR, o investimento é promissor.

No caso em estudo, pode-se perceber que todos os índices financeiros são favoráveis ao investimento. Caberia, então, ao comprador do sistema, decidir se possui recursos para o investimento ou se é possível obter um financiamento cujos valores de juros sejam menores que a TIR.

2. INSTALAÇÃO COMERCIAL – 98,28 KWP

O próximo caso apresentado é um sistema instalado em Cuiabá/MT, para um cliente comercial. Nesse estudo, como no anterior, são analisadas as condições econômicas do projeto.

No entanto, esse caso possui algumas particularidades: a concessionária de energia, a Energisa, trocou o medidor apenas em fevereiro/2018. Fato que impacta no retorno financeiro. Esse tipo de situação pode ocorrer e deve ser levada em consideração na gestão de riscos.

[19] *Valores calculados utilizando o Excel*

A usina entrou em operação em outubro/2017, tendo um custo de R$ 412.776,00, valores à época.

Para análise serão utilizados os seguintes dados:

- Contas de energia da Energisa de outubro/2017 a agosto/2018;
- Geração de energia do sistema de outubro/2017 a agosto/2018;

A geração de energia do sistema, o autoconsumo e a injeção na rede estão apresentadas na Tabela 8, a seguir.

Mês	Geração de energia (kwh	Auto consumo de energia (kWh)	Energia injetada (kWh)
out/17	10087	2250	0
nov/17	2217	1850	0
dez/17	8442	2445	0
jan/18	10023	6250	0
fev/18	9757	6314	3443
mar/18	10688	5440	5248
abr/18	8700	4860	3840
mai/18	10585	6295	4290
jun/18	7009	2609	4400
jul/18	4856	2856	2000
ago/18	3127	2327	800

Tabela 8 - Geração de energia

Em decorrência do erro da Energisa, a energia injetada não foi medida nos primeiros meses, ficando acumulada. Esses créditos só passaram a ser disponibilizados em fevereiro de 2018.

Na tabela 9 é apresentado o fluxo de caixa, em R$, sendo a coluna economia acumulada à soma, em R$, das economias anteriores.

MÊS	autoconsumo (kWh)	Injetado (kWh)	Economia Autoconsumo (R$)	Economia injeçao (R$)	Economia mensal (R$)	Economia acumulada (R$)	Fluxo de caixa
Investimento							**-412.776,00**
out/17	2.250	0	1.595,95	-	1.595,95	1.595,95	-411.180,05
nov/17	1.850	0	1.312,22	-	1.312,22	2.908,17	-409.867,83
dez/17	2.445	0	1.734,26	-	1.734,26	4.642,43	-408.133,57
jan/18	6.250	0	4.273,56	-	4.273,56	8.916,00	-403.860,00
fev/18	6.314	3.443	4.418,30	2.409,44	6.827,74	15.743,74	-397.032,26
mar/18	5.440	5.248	3.864,10	3.727,65	7.591,76	23.335,49	-389.440,51
abr/18	4.860	3.840	3.734,42	2.950,77	6.685,19	30.020,68	-382.755,32
mai/18	6.295	4.290	5.461,46	3.721,83	9.183,30	39.203,98	-373.572,02
jun/18	2.609	4.400	2.162,84	3.647,42	5.810,26	45.014,24	-367.761,76
jul/18	2.856	2.000	2.424,86	1.698,26	4.123,12	49.137,36	-363.638,64
ago/18	2.327	800	1.975,59	679,30	2.654,89	51.792,25	-360.983,75

Tabela 9 - Fluxo de Caixa

Para as demais análises financeiras é necessário definir uma taxa de desconto.

Semelhante ao estudo anterior será utilizada a taxa SELIC como referência. Em outubro de 2017, data do desembolso financeiro por parte do cliente, a taxa SELIC era de 9,15 % a.a (menor do que o valor usado no estudo anterior, pois o custo do dinheiro está menor, o que melhora a análise financeira).

Serão estimados: o aumento das tarifas de energia, os custos de O&M e a substituição do inversor ao final de sua vida útil, de maneira semelhante ao item anterior (inflação energética de 8 % a.a, custos de O&M 1200,00/ano com reajustes anuais de 5 % a.a e substituição do inversor a cada 10 anos).

Extrapolando a geração de energia até o momento para os próximos anos teremos o seguinte fluxo de caixa:

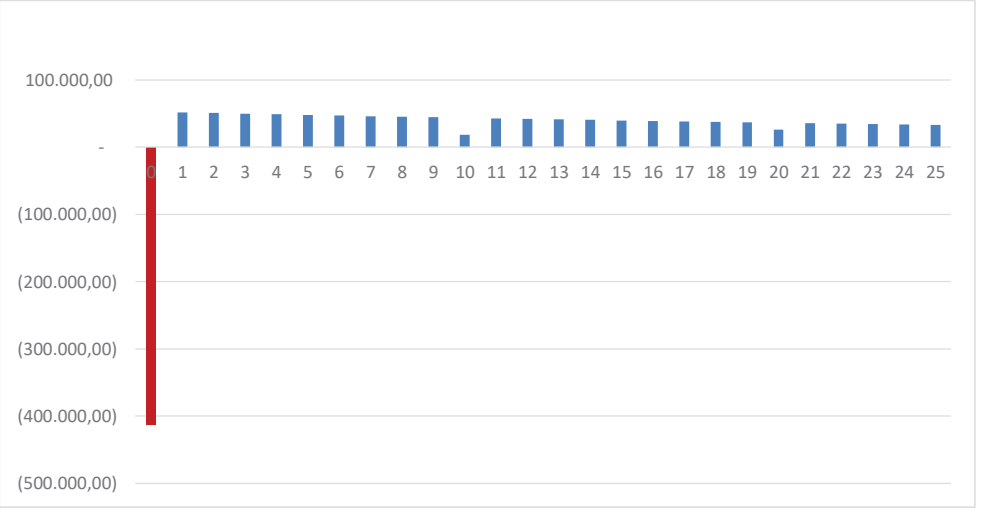


Gráfico 7 - Fluxo de Caixa

Para os primeiros meses foi computado apenas o consumo instantâneo, em função do atraso da Energisa.

Relembrando o que foi visto no capítulo anterior, cada receita ou despesa futura, será somada após o uso da taxa de desconto, ou seja, trazendo a valor presente.

Dessa forma, com o Payback descontado a taxa de 9,15 % a.a., tem-se o fluxo de caixa acumulado conforme Gráfico 8. Pode-se observar no gráfico que, entre o 8° e 9° ano, o investimento se pagaria. Comparando com o exemplo anterior, é possível ver o impacto de um menor custo por kWp e o efeito da taxa de desconto.

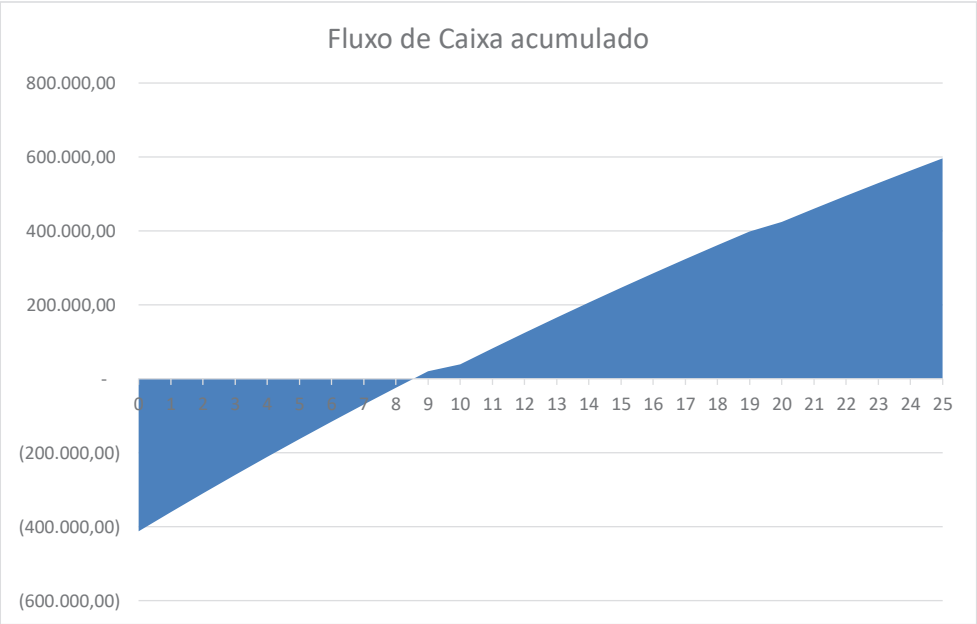


Gráfico 8 - Fluxo de Caixa Acumulado

Se for calculado agora o VPL, tem-se como resultado R$ 596.095,0[20] .

Relembrando: esse número significa que, ao final da vida útil do projeto, todo o investimento foi pago e que ainda gerou uma riqueza, em valores atuais, de R$ 596.095,00. Ou seja, se o cliente investisse em algum outro investimento com remuneração de 9,15 % a.a., ele teria deixado de aumentar sua riqueza em R$ 596.095,00.

Falta agora apenas analisar a TIR.

Calculando a TIR com o auxílio do Excel, obtém-se o valor de 19,60 % a.a.

Essa TIR foi superior a do estudo de caso anterior. Então, neste caso, com a TIR de 19,60 %, o investidor sabe que, se ele tiver dinheiro aplicado a taxas menores do que isso (poupança, por exemplo) ou tiver linhas de crédito disponíveis a taxas menores do que a TIR, o investimento é promissor.

A análise conclui que todos os índices financeiros são favoráveis ao investimento, da mesma forma que no exemplo anterior, mas são ainda melhores.

É importante dar atenção a esse ponto, pois os custos de implantação, as tarifas de energia do local e a quantidade de energia gerada vão impactar nos parâmetros financeiros.

[20] *Valores calculados utilizando o Excel.*

No próximo estudo de caso serão analisados os efeitos de módulos em direções diferentes.

3. INSTALAÇÃO RESIDENCIAL COM MICROINVERSOR EM DIREÇÕES DIFERENTES – 2,00 KWP

Este caso é de uma instalação residencial, com 8 módulos de 250 Wp, e 4 microinversores de 500 W cada um.

Essa instalação tem 4 módulos voltados para o Norte, com uma inclinação de 10 ° e outros 4 voltados para o Oeste, com uma inclinação de 20°.

Esse sistema foi um projeto piloto da Ecori Energia Solar, sendo um dos primeiros com microinversores a serem instalados no Brasil. Entrou em operação em meados de agosto de 2015, e, para esse estudo, será considerada a geração a partir de setembro de 2015, para serem utilizados períodos completos.

Os dados foram extraídos diretamente do sistema de monitoramento que faz parte do equipamento fotovoltaico.

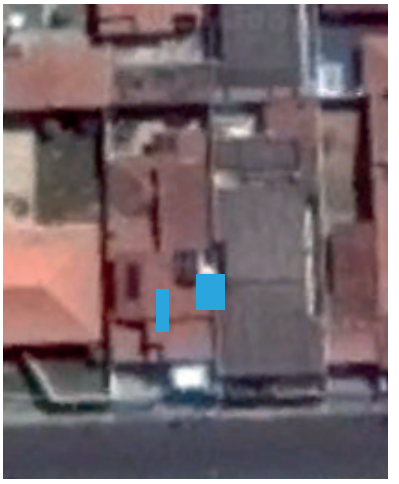


Figura 34 - Localização módulos fotovoltaicos

Por se tratar de um sistema com microinversores e com MPPT individuais, o monitoramento vai permitir validar informações dadas em outros capítulos. Será feita também a comparação da energia gerada com a prevista em ferramentas computacionais, nesse caso, no software Solergo.

No item 1 do capítulo 3 foram apresentadas as variáveis que influenciam na geração de um sistema fotovoltaico. Dentre elas foram abordadas a direção e o ângulo azimutal. No caso aqui apresentado metade dos módulos está na direção Norte e metade na direção Oeste, com inclinações de 10° e 20° respectivamente.

Levantando os dados desde o início da operação, as gerações de energia anual foram as seguintes:

	Módulos direção Norte					Módulos direção Oeste				
Ano	Nº 2215	Nº 2268	Nº 2223	Nº 2310	Total	Nº 2324	Nº 2228	Nº 78134 - A	Nº 78134 - B	Total
2015	121,34	121,98	124,51	128,54	**496,37**	118,25	119,58	113,68	113,86	**465,37**
2016	411,97	411,65	425,24	440,22	**1.689,08**	404,34	410,42	387,08	388,45	**1.590,29**
2017	402,98	410,17	414,27	434,41	**1.661,83**	391,87	396,77	374,73	375,00	**1.538,37**
2018	202,33	206,42	207,25	218,85	**834,85**	200,03	202,08	191,58	191,08	**784,77**

Tabela 10 - geração por módulo fotovoltaico

A geração de energia comprova que os módulos voltados para o Norte geram mais energia que os voltados para Oeste. A geração anual nos módulos voltados para Oeste foi cerca de 6 % menor do que a dos módulos voltados para o Norte.

No dia 10/11/2015 houve poucas nuvens, o que pode ser visto pelo gráfico de geração a seguir.

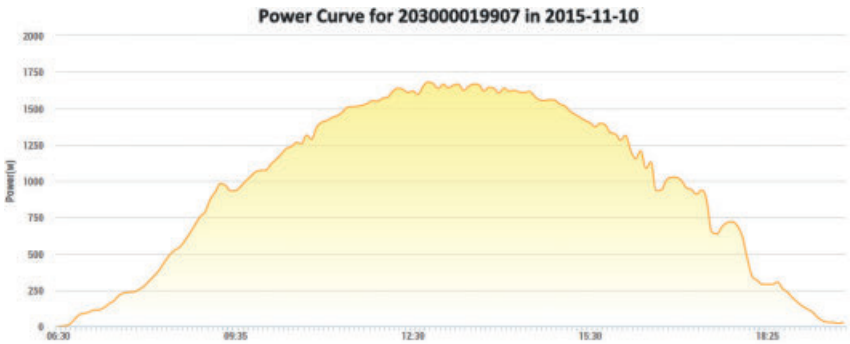


Gráfico 9 - Geração de energia

Em seguida será analisado como ocorreu a geração de energia neste dia nos módulos voltados para o Norte e nos voltados para Oeste.

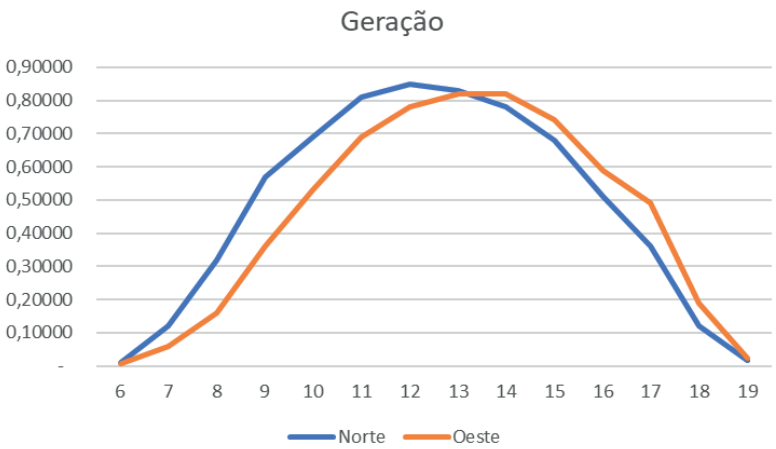


Gráfico 10 - Comparação geração energia Norte x Oeste

O gráfico mostra que no período da tarde, a produção de energia no lado oeste supera a produção de energia do lado norte.

Os módulos voltados para a direção Norte apresentam produção maior pela manhã. Por volta das 13h00 a produção é bastante semelhante nas duas direções (N e O). Após as 15h30 a produção na direção Oeste é superior a do Norte.

Figura 35- Dia 01/05/2018 - 8:13 h

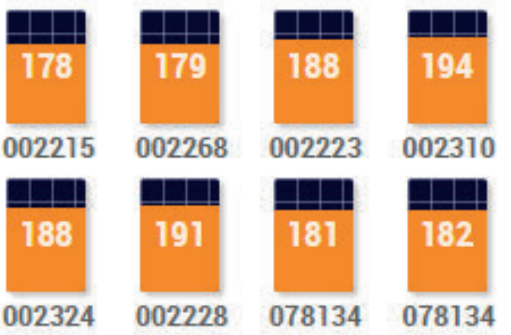


Figura 36- Dia 01/05/2018 - 12:59 h

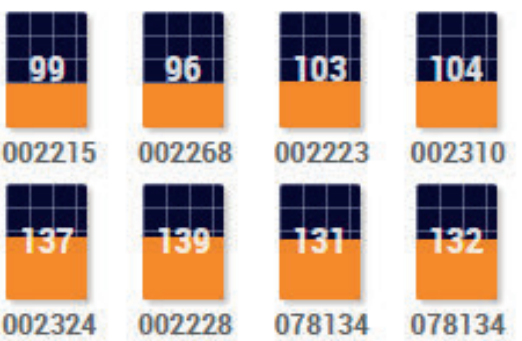


Figura 37 - Dia 01/05/2018 - 15:34 h

Durante a vida útil de uma instalação fotovoltaica haverá várias ocorrências de sombreamento parcial em apenas um módulo. Quando se utiliza o inversor de string, esse sombreamento afetará a geração de toda a série. Como o monitoramento nesse tipo de tecnologia é realizado na série e não por módulo, não é possível perceber o efeito individualmente. No entanto, no caso aqui analisado, esses efeitos podem ser observados.

Figura 38 - Dia 06/11/2015 - 15:50 h

Figura 39 - Dia 30/09/2016 - 10:07 h

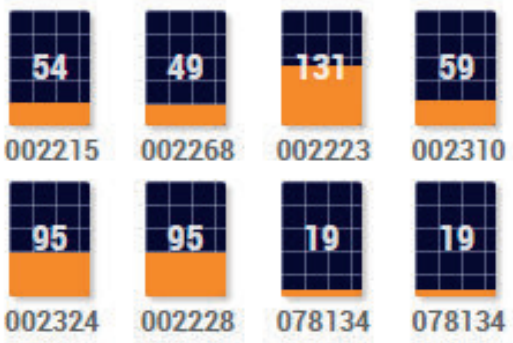


Figura 40- Dia 24/05/2017 - 10:08 h

Aproveitando a oportunidade de o sistema possuir monitoramento por módulo será comparada a produção esperada, obtida por ferramenta computacional, nesse estudo, o Solergo®, com a medição de 2016 e 2017.

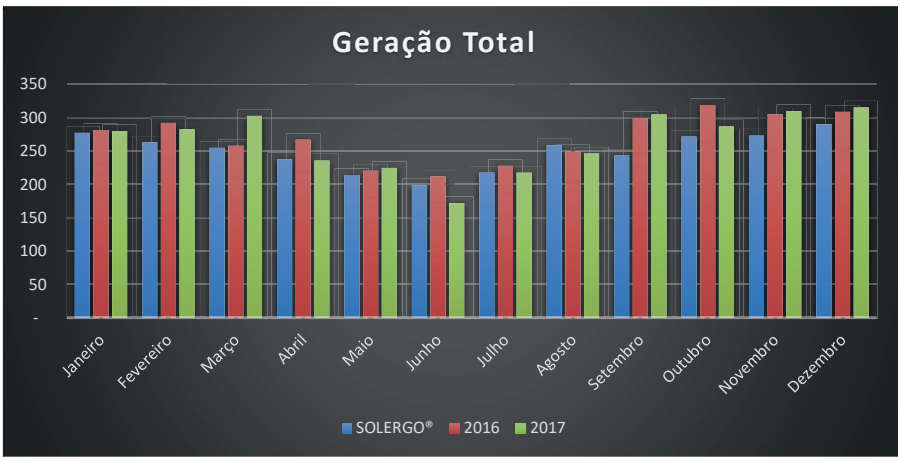


Gráfico 11 - Geração mensal

Analisando os resultados mês a mês, o software forneceu valores mais conservadores, com exceção do mês de agosto, no qual, tanto em 2016 como em 2017, a geração real foi menor do que a estimada.

A geração em 2016 foi 9,2 % superior à estimada e, em 2017, 6,7 % maior. Mas quando a análise é feita mês a mês, as variações passam a ser de -3,5 % a +23,16 % em 2016 e de -13,5 % a +25,6 % em 2017.

	Estimativa	Geração		Variação %	
Meses	SOLERGO®	2016	2017	2016	2017
Janeiro	277	281	280	101,5%	101,0%
Fevereiro	263	292	282	111,1%	107,4%
Março	255	258	303	101,2%	118,8%
Abril	238	267	236	112,3%	99,1%
Maio	214	220	225	103,0%	105,0%
Junho	199	212	172	106,6%	86,5%
Julho	217	228	217	104,7%	100,0%
Agosto	258	250	246	96,6%	95,3%
Setembro	243	299	305	123,2%	125,4%
Outubro	272	319	287	117,5%	105,6%
Novembro	273	305	310	111,7%	113,5%
Dezembro	290	309	315	106,4%	108,7%

Tabela 11 - Comparação geração estimada x real

Optou-se por destacar esses pontos, pois as estimativas de geração se baseiam em valores do passado e em modelos matemáticos que por mais complexos que sejam não refletem 100 % a realidade.

Quanto menor o tempo de análise (meses ao invés de anos ou dias ao invés de meses), maiores serão os desvios.

Com esses fatores em mente, os devidos cuidados devem ser tomados no que se refere às expectativas de geração informadas aos clientes, por ocasião do fechamento dos contratos.

CAPÍTULO 10

ENERGIA SOLAR E O INÍCIO DE UMA NOVA ERA?

Essa publicação abordou o passado e o presente, o conjunto de coisas que se sabe, o consenso da comunidade técnica (as Normas), o que dizem os livros de investimentos, as falhas do mercado. Originalmente, o fechamento seria uma recapitulação do que foi dito anteriormente. Nessa publicação não será assim. O autor preferiu discorrer sobre o que acredita ser o futuro, mesmo sabendo que para todo aquele que tenta adivinhar o futuro o fracasso é certo.

A energia elétrica oriunda de sistemas fotovoltaicos e a micro geração distribuída vieram para ficar. Não há dúvida que a legislação sofrerá mudanças, mas, da mesma forma que nos dias atuais é inimaginável uma residência sem energia elétrica, em breve, o mesmo se dará em uma residência que não produza sua energia, em parte ou totalmente.

Isso obrigará todos aqueles que não são especialistas em sistemas fotovoltaicos a saberem algo. Arquitetos, engenheiros eletricistas, engenheiros mecânicos, civis, de segurança, técnicos e tecnólogos das mais diversas especialidades, gerentes de facilities, dentre outros. Cada um precisará de um conjunto diferente de competências, pois, não há mais disciplina da engenharia que não se comunique, em algum grau de dependência, com as demais.

Quais as competências, onde aprendê-las, quais os usos ainda não previstos, quais os desafios, isso tudo ainda está para ser desenvolvido e criado.

Ao pensar em sustentabilidade, a primeira coisa que vêm à mente da maioria das pessoas é o meio ambiente. Mas esse conceito carece da amplitude necessária.

Melhor usar o conceito de Clovis de Barros, que afirma que:

"... sustentabilidade recomenda a você não jogar destruindo o jogo, não vencer inviabilizando a vitória de amanhã, não lucrar inviabilizando o lucro de amanhã..."

Com esse conceito em mente, o desafio é que todos façam o amanhã de forma que, suas necessidades de energia sejam atendidas, que as instalações ofereçam segurança para quem usa, executa ou opera, que toda a cadeia de valor (da distribuidora de energia, aos fabricantes dos módulos, do cabeamento, dos dispositivos, das empresas transmissoras, ao instalador do sistema fotovoltaico) seja economicamente saudável e que possa se manter, que o planeta Terra seja capaz de dar abrigo e proteção àqueles que virão depois de nós.

Em resumo, que esse LEGADO seja positivo, que se deixe o mundo melhor do que se recebeu. Para atingir esse desafio será preciso revisitar as premissas sempre, em um mundo onde a certeza da mudança é a única certeza que há. Não fazer isso seria tolice.

Design Thinking, economia colaborativa, energia renováveis, ah..., Que Admirável Mundo Novo...

A expectativa do autor é que a publicação possa ajudar os leitores a caminhar rumo ao futuro sustentável.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

ABRADEE. (Brasília, Brasil). Sistema Interligado. [201-?]. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/sistema-interligado>. Acesso em: 14 maio 2018.

ALMEIDA, Frederico Borges de. O efeito fotoelétrico. Disponível em: <https://mundoeducacao.bol.uol.com.br/fisica/o-efeito-fotoeletrico.htm>. Acesso em: 11 maio 2018.

ALVES, Alceu Ferreira. Energia solar fotovoltaica. 2016. Disponível em: <http://www4.feb.unesp.br/dee/docentes/alceu/2379teo_arquivos/05 %20Aula %20Energia %20 Solar %20FOTOVOLTAICAS.pdf>. Acesso em: 14 maio 2018.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponivel em: < http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 11 maio 2018.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015. Disponivel em: < http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 11 maio 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT ISO-IEC Guia 2 Normalização e atividades relacionadas – Vocabulário geral. Rio de Janeiro. 2006.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 10899: Energia solar fotovoltaica — Terminologia. Rio de Janeiro. 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 11704: Sistemas Fotovoltaicos - Classificação. Rio de Janeiro. 2008.

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

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

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5419-2: Proteção contra descargas atmosféricas Parte 2: Gerenciamento de risco. Rio de Janeiro. 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR IEC 50 (826) - Vocabulário Instalações Elétricas em Edificações. Rio de Janeiro. 1997.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR IEC 60947-1: Dispositivo de manobra e comando de baixa tensão Parte 1: Regras gerais. Rio de Janeiro. 2013.

BLUESOL. (Brasil). Geração de energia solar: 3 modalidades que você talvez não conheça. 2016. Disponível em: <http://blog.bluesol.com.br/geracao-de-energia-solar-3-modalidades/>. Acesso em: 14 maio 2018.

COTRIM, Ademaro A. M. B. Instalações Elétricas. 5. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009. 486 p.

D., Niclas. Standard Test Conditions (STC): definition and problems. 2011. Disponível em: <http://sinovoltaics.com/learning-center/quality/standard-test-conditions-stc-definition-and-problems/>. Acesso em: 14 maio 2018.

DON´T underestimate Overcurrent Protection for PV Installations. 2013. Disponível em: <http://www.solardigest.co.uk/protection-devices/1473-don-t-underestimate-overcurrent-protection-for-pv-installations>. Acesso em: 05 de maio de 2018.

EFEITO Fotoelétrico. Disponível em: <http://www.fisica.net/mecanica-quantica/efeito-fotoeletrico/efeito-fotoeletrico-introducao.php>. Acesso em: 11 maio 2018.

EUROPEAN COMMITTEE FOR ELECTROTECHNICAL STANDARDIZATION. CLC/TS 50539-12: Low-voltage surge protective devices - surge protective devices for specific application including d.c. - part 12: selection and application principles - spds connected to photovoltaic installations. Bruxelas. 2013.

FILHO, Jose Carlos Franco et al. Finanças Corporativas. 8. ed. Rio de Janeiro: FGV Editora, 2006. 151 p.

FIRE and solar PV systems - recommendations from the Photovoltaic industry. Inglaterra. 2017. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/630640/fire-solar-pv-systems-industry-recommendations.pdf>. Acesso em: 14 maio 2018.

GOEKING, Weruska. Primeiros sistemas de distribuição de energia elétrica no Brasil. 2010. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/eletricidade-e-desenvolvimento/>. Acesso em: 12 maio 2018.

GOSS, B., READING, C. and GOTTSCHALG, R., 2011. A review of overcurrent protection methods for solar photovoltaic DC circuits. IN: 7th Photovoltaic Science, Applications and Technology Conference (PVSAT-7), 6-8 April, Edinburgh, 5pp.

HISTÓRIA da Eletricidade no Brasil. [20--?]. Disponível em: <https://www.portalsaofrancisco.com.br/curiosidades/historia-da-eletricidade-no-brasil>. Acesso em: 14 maio 2018.

IGUAÇU ENERGIA. (Santa Catarina, Brasil). A crise do apagão. [20--?]. Disponível em: <http://www.ienergia.com.br/energia/apagao.aspx>. Acesso em: 14 maio 2018.

INEE. (Rio de Janeiro, Brasil). O que é geração distribuída. [20--?]. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/eletricidade-e-desenvolvimento/>. Acesso em: 11 maio 2018.

INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMMISSION. IEC 60364-7-712: Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems. Gênova. 2002.

INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMMISSION. IEC 62548: Photovoltaic PV Arrays – Design Requirements. Gênova. 2016.

Juros. Que Conceito. São Paulo. Disponível em: < http://queconceito.com.br/juros >. Acesso em: 26 de maio de 2018.

KNAGGS, ED. Solar Electric PV Systems design and the 2015 Electrical Code. 2015. Disponível em: <https://www.egbc.ca/getmedia/838c61c1-d28f-4710-8e59-4cb5b876b362/APEG-Solar-Electric-PV-Systems-EK.aspx>. Acesso em: 02 jun. 2018.

MAYFIELD, Ryan. Photovoltaic design & installation for dummies. 1. ed. Hoboken, NJ: Wiley Publishing, Inc., 2010. 366 p.

MCS. (Londres). Guide to the installation of photovoltaic systems. 1. ed. Inglaterra: [s.n.], 2012. 124 p.

ONS. (Rio de Janeiro, Brasil). Capacidade instalada no SIN - 2016 / 2021. 2016. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 14 maio 2018.

ONS. (Rio de Janeiro, Brasil). O sistema interligado nacional. [201-?]. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 14 maio 2018.

ONS. (Rio de Janeiro, Brasil). Sistemas Isolados. 2018. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>. Acesso em: 14 maio 2018.

PUCCINI, Abelardo de Lima. Matemática Financeira: Objetiva e Aplicada. Rio de Janeiro: Saraiva, 1986.

REVOLUÇÃO Industrial. 2017. Disponível em: <https://www.significados.com.br/segunda-revolucao-industrial/>. Acesso em: 11 maio 2018.

SEVERINO, Mauro Moura; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo; OLIVEIRA, Marco

Aurélio Gonçalves de. Geração Distribuída: Discussão conceitual e nova definição. Revista Brasileira de Energia, [S.l.], v. 14, n. 1, p. 47-69, jul. 2008. Disponível em: <https://new.sbpe.org.br/wp-content/themes/sbpe/img/artigos_pdf/v14n01/v14n01a3.pdf>. Acesso em: 27 maio 2018.

SOLAR Cell I-V Characteristic and the Solar Cell I-V Curve. 2016. Disponível em: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/energy-articles/solar-cell-i-v-characteristic.html>. Acesso em: 07 maio 2018.

TAESA. (Rio de Janeiro, Brasil). Sistema Interligado Nacional – SIN. [201-?]. Disponível em: <http://institucional.taesa.com.br/a-taesa/nosso-negocio/sistema-interligado-nacional-sin/>. Acesso em: 14 maio 2018.

TAKATA, Marcio. Como as usinas fotovoltaicas estão se desenvolvendo no Brasil?. 2017. Disponível em: <https://www.greener.com.br/como-usinas-fotovoltaicas-estao-se-desenvolvendo-no-brasil/>. Acesso em: 14 maio 2018.

WALSH, Conor. The future of module-level power electronics. 2016. Disponível em: <https://www.civicsolar.com/support/installer/articles/future-module-level-power-electronics>. Acesso em: 14 maio 2018.

WEI, Lim Cheng. Design a PV electrical and mechanical system. [2011?]. Disponível em: <https://sites.google.com/site/reeetech/mbipv/pv-electrical-mechanical-design>. Acesso em: 02 jun. 2018.

Realização:

International Copper Association Brazil
Copper Alliance