

Estudo de caso do processo de implementação de um sistema de microgeração fotovoltaica na cidade de Mossoró - RN

Mathson de Souza Fonseca ^[1] e Isaac Barros Tavares da Silva ^[2]

^[1] Universidade Federal Rural do Semi-Árido; mathsonkn@gmail.com

^[2] Universidade Federal Rural do Semi-Árido; isaac.barros@ufersa.edu.br

Resumo: A microgeração distribuída tem crescido cada vez mais no Brasil, com a popularização dos sistemas fotovoltaicos surge a preocupação se esses sistemas estão sendo projetados e executados de forma eficiente e segura. Diante desse contexto, foi discorrido no presente artigo sobre todas as etapas de implementação de um sistema fotovoltaico, com foco na correta aplicação das normas técnicas vigentes e na importância da capacidade de adaptação técnica da engenharia, com o intuito de minimizar possíveis problemas e executar um sistema fotovoltaico seguro e eficiente. Ao final deste trabalho, foi feita uma análise da comparação entre os resultados de geração previstos em projeto e os resultados reais, os resultados previstos tiveram uma precisão de 98,78%. Diante dessa análise, ficou evidente a importância na precisão dos cálculos da geração prevista de energia e no seguimento dos passos descritos ao longo do trabalho que resultaram em um projeto fotovoltaico implementado de forma bem-sucedida.

Palavras-chave: Sistema solar fotovoltaico; Energia solar; Microgeração distribuída.

Abstract: Distributed microgeneration has grown more and more in Brazil, with the popularization of photovoltaic systems, the concern arises as to whether these systems are being designed and executed efficiently and safely. Given this context, this article discusses all the stages of implementing a photovoltaic system, focusing on the correct application of current technical norms and on the importance of the technical adaptation capacity of engineering, in order to minimize possible problems and perform a safe and efficient photovoltaic system. At the end of this work, an analysis was made of the comparison between the generation results predicted in the project and the actual results, the predicted results had an accuracy of 98.78%. In view of this analysis, it became evident the importance in the precision of the calculations of the predicted energy generation and in the following of the steps described throughout the work that resulted in a successfully implemented photovoltaic project.

Key-words: Photovoltaic solar system; Solar energy; Distributed microgeneration.

1. INTRODUÇÃO

Dado o crescente aumento nas tarifas de energia de elétrica e a diminuição no preço dos equipamentos que formam o sistema fotovoltaico, a opção pela geração distribuída de energia fotovoltaica tem se tornado cada vez mais comum [1]. Dessa forma, muitos mercados enxergaram a oportunidade alta lucratividade no ramo de energia solar e surgiram muitas linhas de crédito exclusivo para setor [2]. Assim, os sistemas de microgeração se tornam cada vez mais atrativos para o consumidor. Com a grande popularização desses sistemas, surge a preocupação se tais sistemas estão sendo fornecidos de forma correta e segura, devidamente bem dimensionados e com boa segurança elétrica e mecânica. Os fatores de segurança mecânica, ou segurança estrutural, e segurança elétrica são os principais fatores a se considerar no processo de implementação desses sistemas, pois muitas vezes eles são instalados em telhados de habitações [3]. Problemas com a segurança estrutural podem acarretar danos materiais e pessoais irreparáveis.

Os fatores de riscos relacionados à eletricidade estão presentes em qualquer sistema energizado [3]. Com os sistemas fotovoltaicos a preocupação com a segurança deve ser altíssima, e isso exige a correta aplicação dos conhecimentos de engenharia em cada etapa do processo de implementação do sistema [3]. Nesse trabalho foi descrita cada etapa do processo de implementação do projeto, desde o primeiro contato do cliente com a empresa até o monitoramento de geração após a instalação. Parte de texto tem grande foco em mostrar a importância de seguir as normas técnicas vigentes e as recomendações dos fabricantes dos equipamentos, pois as normas e recomendações dos fabricantes funcionam como guias de segurança que ajudam a manter os sistemas seguros, com correto funcionamento e longa vida útil [3].

2. CONTRATAÇÃO DO PROJETO

O processo de contratação de um sistema de microgeração fotovoltaica envolve algumas etapas. No caso do sistema objeto desse trabalho, o cliente contatou a empresa fornecedora e explicou suas dificuldades e inseguranças com as tarifas de energia elétrica, ele explicou que além da conta convencional da sua residência, também havia o custo com a conta de energia da sua clínica odontológica. Foi explicado para equipe comercial que a residência se tratava de uma instalação monofásica com demanda média de energia mensal de 350kWh/mês. Já a clínica odontológica é uma instalação com iluminação bastante robusta e possui instalação trifásica para o suprimento de compressores de ar e alguns outros equipamentos. Foi informado que a clínica possui uma demanda média de energia de aproximadamente 800kWh/mês. Através desse contato, o cliente explicou que buscava contratar um sistema que suprisse 100% de ambas as demandas de energia.

Durante o processo de negociação do sistema a equipe de vendas da empresa explicou sobre o funcionamento e características dos equipamentos dos sistemas fotovoltaicos. As explicações ajudaram a tirar muitas dúvidas do cliente e auxiliaram na escolha do equipamento. O cliente entendeu que a potência do inversor é o fator limitante na expansão do sistema fotovoltaico, pois é a potência do inversor que limita o número máximo de módulos fotovoltaicos que podem ser conectados ao sistema. Assim, o cliente optou por contratar um sistema que fosse capaz de suprir sua toda sua demanda de energia elétrica e com capacidade de expansão para o caso de aumento na demanda futura.

O sistema combinado com o cliente foi composto por 24 módulos de 450 Wp, 1 inversor trifásico de 12 kW e os sistemas de fixação, proteção elétrica e aterramento. Esse sistema, em sua configuração inicial, possui uma potência total de 10,8 kWp e foi estimada uma geração média de 1520 kWh/mês para suprir uma demanda estimada de 1450 kWh/mês. A demanda estima de 1450 kWh/mês foi um valor obtido com a soma das demandas da clínica, da residência e de um aumento de demanda a curto prazo, a capacidade de expansão do sistema deverá suprir os aumentos de demanda no longo prazo. O cálculo para a geração aproximada desse sistema foi feito de acordo com a Equação 1, onde foi usada a primeira localidade da Tabela 1.

$$E_{\text{GERAÇÃO APROXIMADA}} = N \times P \times D \times H \times (K - 0,04) \quad (1)$$

Na qual: N é o número de módulos fotovoltaicos utilizados (24), P é a potência de cada módulo (450 W), D é o número de dias do mês, H é o número médio de horas de sol pleno e K é uma constante para correção da equação. A constante K foi obtida de forma de empírica através do histórico de monitoramento de outros sistemas instalados na região e cujo valor é 0,85 de onde são retirados 0,04 por uma questão de segurança.

A capacidade de geração de energia do sistema é fator mais importante, pois é essa grandeza que define de fato quanta energia consumível está sendo produzida e que poderá ser revertida em abatimento monetário nas despesas de energia. Para o cálculo de geração de energia estimada do sistema, é imprescindível que o local de instalação seja levado em consideração, pois a capacidade de geração de energia de um sistema fotovoltaico está diretamente relacionada com a potência da luz solar incidente nos módulos. A Tabela 1 contém dados das horas de sol pleno obtidos no site do CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio S. Brito para três localidades na cidade de Mossoró-RN. A coluna destacada em vermelho mostra os valores para o mês com a menor média de horas de sol pleno, enquanto a coluna com os valores em azul mostra os valores para o mês com o maior média [1].

Tabela 1. Horas de sol pleno para três localidades na cidade de Mossoró-RN [1].

Estação	UF	País	Latitude: 5,188° Sul		Longitude: 37,344° Oeste		Irradiação solar diária média [kWh/m².dia]				
			Latitude [°]	Longitude [°]	Distância	Jan	...	Jun.	...	Nov.	Média Anual
MSR	RN	Brasil	5,201° S	37,349° O	1,5 km	5,85		4,93		6,45	5,80
MSR	RN	Brasil	5,101° S	37,349° O	9,7 km	5,96		4,98		6,54	5,85
MSR	RN	Brasil	5,201° S	37,249° O	10,6 km	5,80		4,90		6,39	5,76

Méd. Loc.	5,87		4,94		6,46	5,80
-----------	------	--	------	--	------	-------------

A hora de sol pleno é um excelente parâmetro no cálculo da geração de energia de um sistema fotovoltaico, pois ela é uma representação da soma de toda a irradiação solar durante um dia, dessa forma, pode-se considerar que durante as horas de sol pleno os módulos fotovoltaicos funcionarão muito próximos de suas potências máximas [3].

As novas demandas do mercado tornaram as interações com os clientes cada vez mais rápidas, de forma que é esperado que o cliente receba uma proposta comercial para o sistema fotovoltaico em poucos minutos. Essa proposta comercial é elaborada de forma rápida e semiautomatizada através de um código em VBA no software Microsoft Excel para retornar valores pertinentes com a inserção de poucos dados, pois investir

recursos em obter informações como a inclinação dos telhados, nesse tipo de interação, gera uma desvantagem competitiva. Dessa forma, inserindo apenas a geração de energia desejada, a potência dos módulos fotovoltaicos disponíveis e a potência do inversor, o código retorna a proposta comercial com a quantidade de módulos a serem usados, a quantidade adicional de módulos que o inversor suporta, a geração mensal aproximada de energia para o inversor totalmente carregado e fazia um ajuste na geração de energia desejada inicialmente. Também eram gerados dados para as ferragens que iriam suportar os módulos, se a ligação seria obrigatoriamente trifásica e a área de telhado necessária para a implementação do sistema. Contudo, antes de dar continuidade ao fechamento de contrato e a instalação do sistema na unidade consumidora que se tornaria a unidade geradora, foi necessário assegurar se edificação possuía capacidade para receber o sistema [3].

2.1. Visita técnica e análise preliminar

A análise preliminar da unidade consumidora foi feita através de uma visita técnica. Os principais motivos da realização da visita técnica e análise preliminar são assegurar que o sistema pode ser instalado no local e que seu funcionamento será muito próximo do que foi descrito na etapa de negociação. Na análise preliminar, um dos primeiros pontos que foi observado foi o estado de conservação e o tipo de ligação com a rede de energia da concessionária, pois no caso da necessidade de ajuste nas instalações da unidade consumidora para a troca do padrão de entrada e a troca do tipo de ligação (monofásica ou trifásica) seria comunicado de antemão e o serviço seria adicionado ao contrato. A unidade consumidora em questão contava como padrão de entrada uma múltipla unidade onde havia a ligação trifásica da clínica e a ligação monofásica da residência, ambas em bom estado. A posição de instalação dos equipamentos é muito importante para que a implementação do sistema seja eficiente, pois as unidades consumidoras onde esse tipo de sistema é comumente instalado já são existentes e muitas vezes são necessárias adaptações na estrutura da rede elétrica da unidade, como por exemplo, a instalação de eletrodutos aparentes para a passagem dos cabos CC. A Figura 1.(a) mostra o local escolhido para a instalação do inversor e esse local é na parte dos fundos da clínica e possui conduítes elétricos instalados por dentro da alvenaria, por onde foi previsto a passagem dos condutores CA do sistema até a caixa de passagem mostrada na Figura 1.(b), onde foi prevista a conexão do sistema com os condutores trifásicos da clínica.

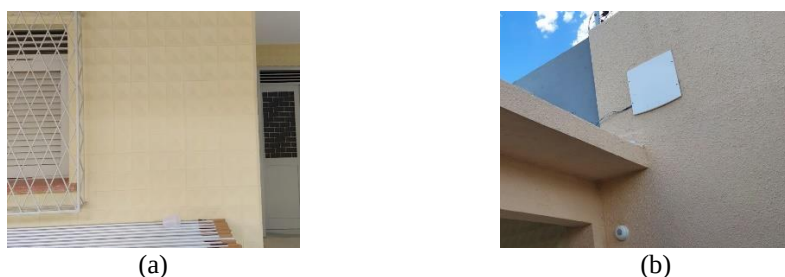


Figura 1. Pontos de instalação estratégica: (a) Ponto de instalação do inversor. (b) Ponto de conexão do sistema.

O segundo ponto de análise na realização da visita técnica foi assegurar que a unidade consumidora possuía área de telhado suficiente para a acomodação dos 40 módulos fotovoltaicos. Essa análise retornou uma situação bem particular, o telhado da clínica odontológica, que seria a unidade geradora pois é ela que possui uma ligação trifásica, possuía área de telhado suficiente para acomodar apenas 20 módulos. Contudo, a residência do cliente possuía uma grande área de telhado disponível, fornecendo espaço para acomodar o sistema facilmente. A necessidade de usar o telhado da residência do cliente trouxe um problema e o que poderia ser um problema em potencial, são eles: as unidades do cliente são vizinhas a um condomínio residencial com vários andares e esse condomínio poderia causar sombreamento no sistema, dessa forma, foi feita uma análise de sombreamento e concluímos que o telhado da residência do cliente recebe sombreamento nos meses de dezembro a fevereiro por volta das 16:00 h da tarde.

O problema em potencial teve uma natureza mais administrativa, pois por ser um caso bastante incomum, foi necessário verificar com a concessionária de energia se seria permitida a ligação de um sistema fotovoltaico ligado em uma unidade, mas com os módulos no telhado de outra. Antes de dar continuidade ao processo de implementação do sistema, foi necessário se certificar que não haveria problemas com a concessionária que impedisse a ligação do sistema à rede elétrica. Uma possível solução para o caso de a concessionária não permitir a ligação do sistema conforme pretendido, seria solicitar uma ligação trifásica para a residência do cliente, mas essa não seria uma boa solução, pois dessa forma o cliente teria que arcar com os custos das taxas mínimas de duas unidades trifásicas, o que prejudicaria bastante a economia no longo prazo. Não existe nenhum trecho na NOR.DISTRIBU-ENGE-0002 - Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição - REV 00, que era a norma para conexão de microgeradores da época, que fale claramente sobre o caso em questão, nem autorizando e nem desautorizando [4]. O procedimento foi entrar em contato com o atendimento exclusivo da geração distribuída e ser direcionado ao técnico responsável pelo setor, após ser constatado que ambas as unidades consumidoras estavam dentro de um terreno de mesma escritura municipal, nos foi informado que não

haveria problema em fazer a instalação conforme o pretendido. O problema do sombreamento não pôde ser totalmente resolvido, mas foram buscadas soluções para que ele tivesse o menor impacto possível sobre a geração de energia.

2.1.1. O problema do sombreamento

Com o problema do sombreamento identificado, o próximo passo foi pensar em soluções para que o impacto do sombreamento sobre a geração de energia fosse o menor possível. Como a geração combinada com o cliente por meio da proposta comercial é sempre um pouco menor do que acreditamos que o sistema irá gerar de fato, nós tínhamos uma margem de perda para trabalharmos, mas essa margem é sempre bem pequena, na faixa de 4%. Dessa forma, se fosse constatado que o sombreamento teria um impacto maior que 4% na geração total de energia, teríamos que renegociar o sistema com cliente ou custear um aumento na quantidade de módulos por conta própria. O primeiro passo para lidar com o problema foi evidenciar todas as opções de instalação possíveis dos módulos, seriam duas *strings* com capacidade máxima de 20 módulos cada, e poderiam ser instaladas de acordo com os seguintes arranjos:

- *String* 1 e 2 no telhado da residência e faces para leste;
- *String* 1 e 2 no telhado da residência e faces para oeste;
- *String* 1 no telhado da residência e face para leste, *string* 2 no telhado da residência e face para oeste;
- *String* 1 no telhado da residência com face para oeste, *string* 2 no telhado da clínica e face para leste;
- *String* 1 no telhado da residência e face para leste, *string* 2 no telhado da clínica e face para leste.

A unidade consumidora da residência do cliente possui uma face de telhado apontada para $12,5^\circ$ oeste e $-12,5^\circ$ leste, sendo que o telhado da face oeste recebe sombra mais cedo durante a tarde, a partir das 15:30 h, e em uma maior quantidade.

Os módulos fotovoltaicos mais atuais contam com a tecnologia bifacial. Esta tecnologia permite que havendo sombreamento em apenas umas das metades do módulo fotovoltaico, a geração de sua outra metade seja pouco afetada [3]. Contudo, saber em que nível a geração seria afetada levando em consideração esse fator seria bastante complexo e qualquer aproximação seria bastante grosseira. Dessa forma, foi considerado que quando houvesse sombreamento em uma *string* de módulos fotovoltaicos, a geração dessa *string* seria completamente interrompida. Assim, nós sabíamos que o resultado real seria bem melhor que o resultado previsto. Rapidamente, entre todos os arranjos disponíveis para instalação das *strings*, a escolha se reduziu as que uma das *strings* ocupariam o telhado da clínica, pois o telhado da clínica não recebe sombreamento em nenhum momento do ano. Assim, apenas ao utilizar o telhado da clínica, o problema do sombreamento foi reduzido em 50%. A Figura 2 mostra a vista de satélite do local em seu momento mais crítico de sombreamento, o prédio residencial agente do sombreamento está com seus contornos destacados em preto, a clínica está com o telhado destacado em azul, a residência está com o telhado destacado em verde e as linhas vermelhas cruzadas representam o alcance da sombra do edifício residencial durante todo o ano. Utilizar o telhado da clínica não tornaria a instalação mais complexa, pois os cabos e eletrodutos já teriam que chegar ao inversor na clínica de qualquer forma, isso será visto com mais detalhes na etapa de projeto de implementação do sistema.

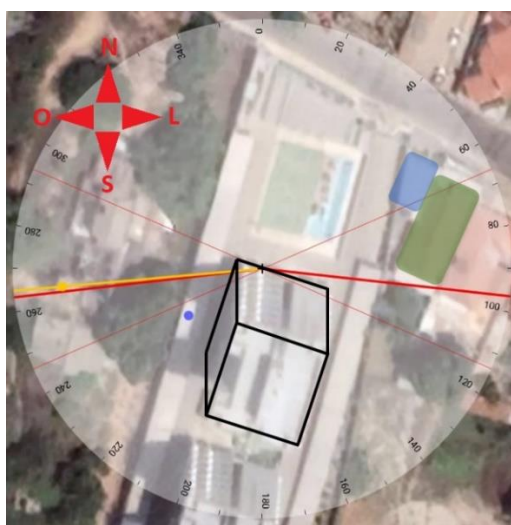


Figura 2. Vista de satélite do local da unidade geradora com traçado do sombreamento causado pelo edifício residencial.

A face mais lógica a ser escolhida para a acomodação da *string* no telhado da residência foi considerada a voltada para leste, pois com os módulos voltados para leste, o sol da manhã teria um impacto muito mais importante sobre a geração do que o sol da tarde, dessa forma, as perdas por sombreamento seriam ainda menores. Com base na nossa análise dos dados de monitoramento de geração de outros sistemas implementados

anteriormente na cidade de Mossoró, o sol após 16:00 h é responsável por menos de 6% da geração de energia do sistema. Então, conforme mostra a Equação 2, foi considerado que metade do sistema teria 6% sua geração comprometida durante os meses de dezembro, janeiro e fevereiro.

$$PPS_{PERDA POR SOMBREAMENTO} = PGC \times PS \times \left(\frac{M}{MA}\right) \quad (2)$$

Na qual, PPS é a perda por sombreamento em percentual da geração total, PGC é o percentual de geração comprometida (6%), PS é o percentual do sistema afetado pelo sombreamento (50%), M é a quantidade de meses em que o problema do sombreamento ocorre (3) e MA é quantidade de meses no ano (12). O resultado estimado das perdas por sombreamento foi bastante pequeno, sendo inferior a 1% da geração total de energia. Contudo, fatores não calculados como a geração de energia durante o sombreamento por conta da tecnologia bifacial dos módulos e o fato da *string* no telhado da residência estar com a face voltada para o leste, fazendo com que o sol da manhã tenha uma importância maior que o sol da tarde, dão uma segurança ainda maior a equipe, sendo as perdas por sombreamento menores que os valores calculados. Concluída a visita técnica, o sistema poderá prosseguir para as etapas de contratação, projeto e implementação. A Figura 3 mostra um fluxograma do método usado pela equipe para toda etapa de contratação do projeto.

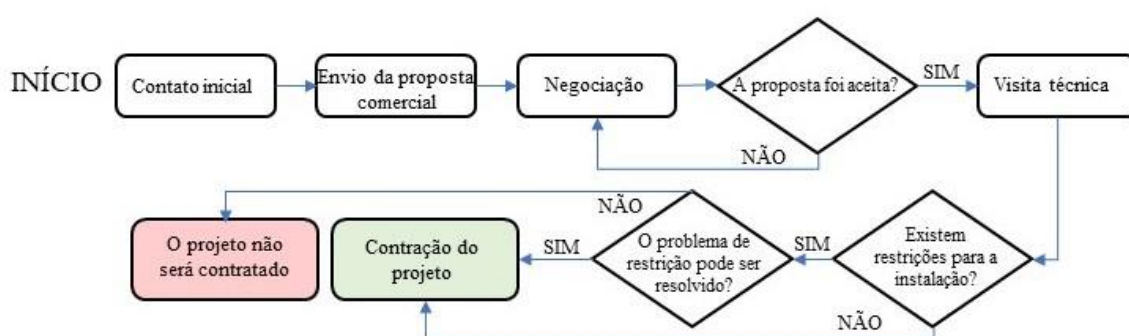


Figura 3. Fluxograma descritivo do método usado pela equipe para toda etapa de contratação do projeto.

Finalizada a etapa de análise preliminar, o sistema pôde avançar para a etapa de contratação. A etapa de contratação consiste, basicamente, em acertar detalhes quanto ao valor do projeto, a forma de pagamento e as garantias da instalação e equipamentos. O código de defesa do consumidor, em seu artigo 26, inciso II, estabelece que o tempo mínimo de garantia para qualquer serviço em produtos duráveis é de 90 dias [3]. O projeto objeto desse trabalho recebeu uma garantia de serviço contra defeitos na instalação de 1 ano. Os equipamentos receberam garantia conforme os fabricantes e o estabelecido em contrato. 10 anos para o inversor SunGrow, 12 anos para os módulos fotovoltaicos Longi, 10 anos para as estruturas SolarGroup, 10 anos para os cabos condutores de corrente contínua, 3 anos para a string box de proteção CC Clamper e os demais equipamentos receberam garantia da empresa instaladora de 1 ano, conforme contrato.

3. PROJETO E IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA

O processo de projeto foi feito a partir dos dados das edificações coletados na visita técnica e dos dados dos equipamentos descritos no contrato. Boa parte dos equipamentos que compõem o sistema, como condutores, proteções e estruturas, são estabelecidos na etapa de projeto do sistema e instalados na etapa de implementação.

3.1. Projeto e levantamento de materiais

O levantamento de materiais é inicialmente feito na etapa de contratação do projeto, já nas primeiras interações como cliente. Contudo, esse levantamento inicial é apenas uma aproximação e leva em conta apenas os itens com valor mais substancial, como os módulos fotovoltaicos e os inversores. Os valores dos itens como estruturas de suporte e fixação, proteções, eletrodutos e condutores são considerados como uma quantidade padrão que depende da potência do sistema. É na etapa de projeto que os materiais podem ser levantados com precisão e em seguida adquiridos. Por conta de vantagens logísticas, os equipamentos de corrente contínua são adquiridos na mesma plataforma que os módulos fotovoltaicos e os equipamentos de corrente alternada são adquiridos no mercado local. A quantidade de módulos e a potência do inversor são as principais constantes para a elaboração de todo projeto do sistema.

3.1.1. Dimensionamento de estruturas

Além dos itens constantes no qual o projeto é baseado, deve-se levar em consideração as características físicas do local da instalação. Estas características são observadas e registradas com bastante critério na etapa da visita técnica. Uma característica extremamente importante para o levantamento de materiais é o tipo de

telhado do local da instalação, pois com os constantes de avanços do mercado de energia solar os fabricantes criaram itens específicos que melhor se adaptam a cada tipo cobertura. Como as características e quantidade dos módulos fotovoltaicos inicialmente escolhidos são uma constante nesse projeto, o próximo passo é escolha dos tipos de suportes e fixação e o cálculo das quantidades.

O dimensionamento das estruturas foi feito com base na quantidade de módulos para o inversor totalmente carregado, ou seja, duas *strings* de 20 módulos cada uma. O cliente recebeu essa vantagem como uma espécie de bônus da etapa de negociação, pois isso facilitará a adição de novos módulos no futuro. Na visita técnica foi verificado que o telhado do cliente era composto por coberturas de fibrocimento sustentadas por uma estrutura de madeira, dessa forma, foram escolhidos como materiais de fixação entre os trilhos e o telhado, parafusos do tipo prisioneiro M10 com 295 mm de comprimento e feito de aço inox 304 [5]. Para o dimensionamento da quantidade de fixadores prisioneiros, não é necessário fazer uma análise mecânica própria, pois o próprio fabricante das estruturas já disponibiliza tabelas onde podem ser verificadas as distâncias máximas permitidas entre os fixadores prisioneiros. As tabelas disponibilizadas pelo fabricante são regidas pela NBR 6123 - Forças Devidas ao Vento em Edificações e fornecem os dados de distância mínimas com base nas forças dos ventos por região do País, dimensões, peso e posição de instalação dos módulos fotovoltaicos [6]. Com base nos dados fornecidos pelo fabricante, foi considerada uma distância mínima entre fixadores prisioneiros de 1,75 m para uma velocidade de vento de 30 m/s para região de Mossoró e módulos fotovoltaicos de até 35 kg e até 2300 mm x 1200 mm orientados na posição retrato. Os parafusos fixadores prisioneiros possuem suportes retos fabricados em alumínio 6060-T5 onde são fixados os trilhos. A Figura 4.(a) mostra um exemplo de parafuso fixador prisioneiro instalado em um telhado de fibrocimento, a Figura 4.(b) mostra como o parafuso fixador prisioneiro suporta o trilho e na Figura 4.(c) pode ser visto um exemplo da aparência da instalação já com um módulo fotovoltaico fixado no trilho [5].

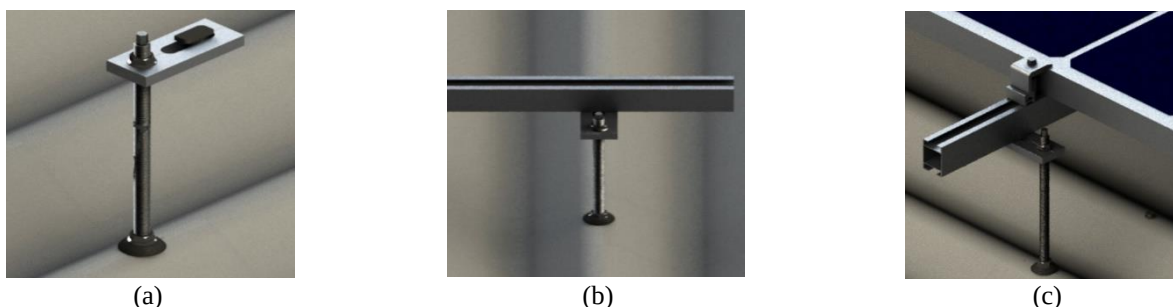


Figura 4. Exemplos do parafuso fixador prisioneiro e como ele suporta as estruturas dos módulos fotovoltaicos: (a) Parafuso fixador prisioneiro instalado em telhado de fibrocimento; (b) Parafuso fixador prisioneiro suportando perfil de alumínio; (c) Parafuso fixador prisioneiro módulo fotovoltaico [5].

A linha de módulos fotovoltaicos necessita de dois perfis para ser suportada, os perfis são fabricados em alumínio 6060-T5 e adquiridos conforme a quantidade e o comprimento das linhas de módulos. A fixação dos módulos aos perfis de alumínio é feita por dispositivos fabricados unicamente para este fim e são chamados de grampos intermediários e grampos e grampos finais, na Figura 4.(c) pode ser visto um exemplo de utilização de grampo final.

3.1.2. Dimensionamento de condutores e proteções

Por questões de segurança, bom funcionamento e eficiência de custos, o cálculo da seção dos condutores e das proteções é de extrema importância para qualquer sistema eletrificado. Para geradores fotovoltaicos, existem duas partes de dimensionamento distintas de condutores e proteções, à montante e à jusante do inversor, pois a energia gerada nos módulos fotovoltaicos é na forma corrente contínua (CC) e a energia após o inversor é na forma corrente alternada (CA). Antes de realizar o cálculo de dimensionamentos, um critério de segurança deve ser atendido: o item 6.4.1 Aterramento e equipotencialização da NBR 16690 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos, estabelece que os requisitos da NBR 5410, 6.4.1.1, se aplicam [7,8].

Como nenhuma das unidades consumidoras possuía sistema de aterramento, este teve que ser projetado. Como as instalações já eram existentes e todas as opções de tipos de aterramento indicados em 6.4.1.1.1 da NBR 5410 eram impraticáveis, foi projetado um eletrodo de aterramento composto por 6 hastes de seção circular de 15 mm de diâmetro, 2,4 m de comprimento e espessura média de revestimento de 70 mm, conforme Tabela 51 da NBR 5410. A disposição das hastes foi projetada com um espaçamento de 2,5 m uma da outra na forma de um retângulo e interligadas por um cabo de cobre nu semirrígido à 7 veios com seção de 50 mm², conforme Tabela 51 da NBR 5410 [8] (p 143). Embora o método de aterramento projetado não seja um dos recomendados, ele é totalmente permitido conforme nota no final da página 142 da NBR 5410 [8] (p. 142). Para este projeto, não houve contratação de Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas, ainda assim, a NBR 16690, em seu item 6.4.4, contempla a necessidade se equipotencialização de todas as partes condutoras

expostas do sistema [7,9]. A Figura 5 mostra as ligações de equipotencialização projetadas para as estruturas metálicas dos módulos fotovoltaicos e para estruturas de suporte.

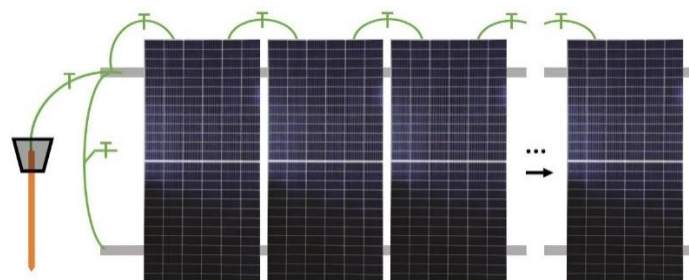


Figura 5. Representação de equipotencialização das partes metálicas das estruturas do sistema fotovoltaico.

O simples contato das partes metálicas das estruturas do sistema não garantem a equipotencialização, pois, muitas vezes, essas estruturas recebem tratamentos anticorrosivos que depositam uma fina camada de óxido de alumínio e impede a continuidade elétrica entre as partes. Daí, surge a necessidade de equipotencialização das estruturas através de condutores de cobre eletrolítico. Os condutores de equipotencialização projetados foram de 6mm² de secção, conforme item 6.4.2 da NBR 16690 e devem ser ligados placa a placa, placa a trilho e trilho a trilho, de forma que todas as partes vivas sejam equipotencializadas [7].

3.1.2.2. Dimensionamento CC

Nem sempre é possível garantir que os condutores de corrente contínua estejam protegidos por conduítes ou eletrodutos durante todo seu percurso dos módulos fotovoltaicos até inversor. Muitas vezes esses condutores precisam ficar expostos em telhados e sujeitos à ação do sol e chuva. Devido a isso, esses cabos são fabricados com algumas características especiais. Eles possuem dupla camada, sendo a mais interna a camada de isolamento elétrica em polietileno reticulado, ou XLPE, e a camada externa em um composto termofixo em SHF1. A camada de cobertura em SHF1 possui proteção UV e é resistente às ações do tempo e pequenos choques mecânicos. A parte condutora é composta por cobre eletrolítico estranhado, o próprio fabricante recomenda o não uso de terminais nas conexões desses cabos, pois o revestimento de estranho impede a formação do óxido de cobre, ou o conhecido zinabre, que causa o mau contato em conexões elétricas [3].

Dadas as características eletromecânicas dos cabos, eles podem ser dimensionados de acordo com os critérios do item 6.2.6.1.2 da NBR 5410, da mesma forma que qualquer condutor de corrente alternada de baixa tensão [8]. Para isso, são usados os critérios da capacidade de condução de corrente e o critério da queda de tensão. Para este projeto, os condutores de corrente contínua foram dimensionados considerando o número máximo de módulos que cada *string* pode suportar. Na Tabela 2 podem ser vistas as informações elétricas retiradas da folha de dados, ou *datasheet*, dos módulos fotovoltaicos usados no projeto.

Tabela 2. Dados elétricos dos módulos fotovoltaicos usados no projeto [10].

Número de modelo	LR4-72HBD-450M	
Condição de teste	STC	NOCT
Potência máxima (W)	450,00	336,10
Tensão de circuito aberto (V)	49,60	46,40
Corrente de curto-circuito (A)	11,58	9,36
Tensão para máxima potência (V)	41,40	38,60
Corrente para máxima potência (A)	10,87	8,70

Para o correto dimensionamento dos condutores de corrente contínua, devem ser consideradas as condições mais extremas para corrente e tensão, dessa forma, foram consideradas as tensões de circuito aberto e as correntes de curto circuito, com valores de 49,60 V e 11,58 A, respectivamente. Cada *string* foi projetada com a totalidade de 20 módulos fotovoltaicos ligados em série, assim, temos a soma das tensões dos módulos para a *string* e corrente será a mesma de um único módulo, resultando em uma tensão total de 992 V e 11,58 A por *string*. Pelo critério da corrente, de acordo com a tabela 37 da NBR 5410 [8] (p. 102), considerando o método de instalação B1 da Tabela 33 [8] (p. 90-95) da mesma norma, usando o fator de correção de temperatura de 40°C da Tabela 40 e o fator de correção de agrupamento para 2 circuitos da Tabela 42, foi obtido um condutor de secção mínima 2,5 mm². O critério da tensão deve ser feito para atender o item 6.2.7 da NBR 5410, que estabelece que a queda máxima de tensão admissível é de 4% para circuitos terminais [8] (p. 115). A Equação 3 foi elaborada para retornar o valor da secção mínima de condutores de cobre de acordo com os critérios do projeto.

$$S = \frac{\rho \times L \times I \times 2}{V\% \times V} \cdot 100 \quad (3)$$

Na qual ρ é o valor da resistividade do cobre eletrolítico de 0,0172 [3], L é o comprimento projetado do condutor de 20m, I é a corrente da *string*, $V\%$ é a queda de tensão máxima admissível, V é a tensão da *string* e o 2 é por serem dois condutores, o positivo e o negativo. O cálculo da Equação 3 retornou o valor 0,2mm². Esse valor já era esperado, pois sistemas elétricos com tensões mais altas e correntes mais baixas necessitam de cabos de baixas seção. Podemos ver exemplos disso todos os dias aos observamos a redes de média tensão de 13,8 kV onde são usados condutores de baixas seções.

As proteções de corrente contínua projetadas foram compostas por Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS) e chave seccionadora. O inversor usado no projeto já possui proteções internas contra surtos no lado CC, mas por uma questão de praticidade na substituição de dispositivos no caso de queima, foram projetadas proteções externas ao inversor, já que esses dispositivos de proteção são feitos para atuar rapidamente em situações de surtos e possuem partes bastantes sensíveis que costumam perder a vida útil após algumas ativações. A chave seccionadora projetada possui 4 polos, sendo duas entradas positivas e duas negativas, corrente máxima admitida nos contatos de 16 A, tensão máxima de isolamento de 1000 A e com norma aplicável IEC 60947-3. A chave seccionadora disponível compatível com as características elétricas do sistema admite a conexão de condutores de 4 mm² até 16 mm², assim, a seção projetada para os condutores CC teve que ser alterada de 2,5 mm² para 4 mm². Os conectores MC4 dos módulos fotovoltaicos LONGI também recomendam conexão com conectores de 4 mm² ou 6 mm², esse foi outro fator impeditivo no uso de cabos de 2,5 mm². Os DPS projetados possuem modos de atuação L+/PE, L-/PE, onde, durante o modo de proteção o dispositivo fecha o circuito entre o positivo ou negativo com o aterramento. Esses DPS CC possuem tensão máxima de operação contínua de 1040 V, corrente de descarga máxima de 40kA, tempo de resposta típico de 25 ns e certificação UL-BR19.1204 com norma aplicável EM 50539-11 [11]. O conjunto de proteções CC são montados em uma caixa de junção chamada de *string box*, o esquema de ligação elétrico para a proteções CC podem ser vistos na Figura 6(a) e o projeto da *string box* montada pode ser vista na Figura 6(b).

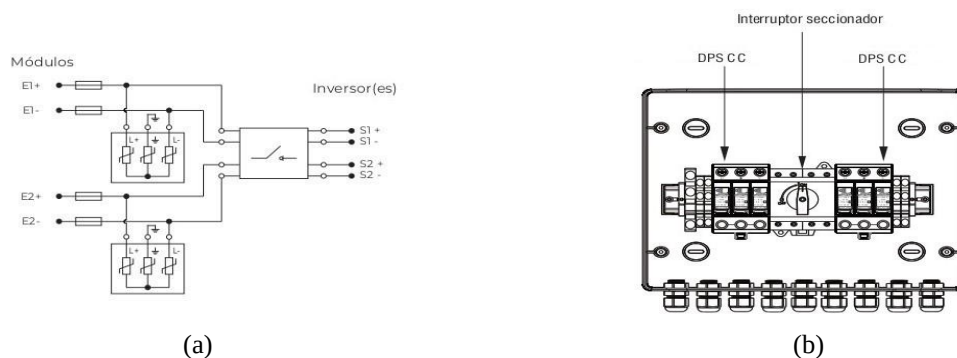


Figura 6. Esquemas das proteções CC: (a) Esquema de ligação multifilar dos dispositivos de proteção CC; (b) Esquema da *string box* montada [11].

A caixa de junção da *string box* possui especificação IP65 e pode ser instalada em exteriores. Os condutores CC chegam na *string box* através de uma instalação do tipo B1 e são conectados nos conectores à mola que, conforme pode ser visto na Figura 6.(b), ficam nas laterais dos DPS e ligados nos bornes superiores aos contatos dos DPS. Dos conectores à mola das laterais, os condutores CC são ligados à chave seccionadora e da chave seccionadora, são ligados às entradas S1+, S1-, S2+ e S2- do inversor [11].

3.1.2.3. Dimensionamento CA

O projeto da parte CA é composto pelo dimensionamento dos condutores elétricos, dimensionamento dos disjuntores e dimensionamento dos DPS. Os cálculos iniciais são feitos com base nos dados do datasheet do inversor, sendo o principal deles o valor da corrente máxima de saída 18 A [12]. O projeto da configuração do inversor será para 60 Hz, 3/N/PE, 220/380 V. ou seja, um sistema trifásico com neutro (N) e terra (PE) e uma corrente máxima de 18A em cada fase. Os condutores CA irão percorrer todo o caminho do quadro de disjuntores até o medidor bidirecional da concessionária de energia por um eletroduto de uma polegada de diâmetro embutido em alvenaria, que para fins de projeto é o método de instalação 7 e método de referência B1 da tabela 33 da NBR 5410 [9] (p. 90). No cálculo do critério da condução de corrente para obter o condutor de seção mínima permitida, os fatores de correção de temperatura e agrupamento de circuitos podem ser aplicados de forma a diminuir a capacidade de condução do condutor escolhido, ou aumentar a corrente de projeto sem diminuir a capacidade de condução dos condutores da tabela. O segundo método facilita a procura do condutor ideal na tabela 36 da NBR 5410 [9] (p. 101). A fator de correção para temperatura de 40 °C foi de 0,87 e para o agrupamento de 3 circuitos foi de 0,70, o que retorna um valor para a corrente de projeto de 29,56 A. Assim, foi projetado para o uso dos condutores CA fase, neutro e terra um cabo com isolamento de PVC e 6 mm² de

secção com capacidade de corrente de 36 A. O critério da queda de tensão foi testado usando a Equação 3 e substituindo o valor de L de 20 m por 10 m, o valor de I de 11,58 A por 18 A e o valor 2 por $\sqrt{3}$, por se tratar de um sistema trifásico. O teste retornou um valor de secção mínima para os condutores CA de 0,35 mm². Com base nos resultados dos dois critérios, o condutor projetado foi de 6 mm² [9].

Os disjuntores são dispositivos de proteção contra sobrecorrentes, e a velocidade na qual o disjuntor irá atuar depende do nível de sobrecorrente a qual ele está sujeito, sendo que a atuação pode ocorrer em até 1 h para uma corrente inferior a 1,45 vezes a corrente nominal do disjuntor e atuará quase instantaneamente para correntes muito altas, como no caso de uma corrente de curto-circuito, como mostra o gráfico 3 da NBR NM 60898 [13] (p. 22) para disjuntores tipo Din. Os disjuntores foram dimensionados de acordo com a Equação 4 e a Equação 5, conforme a) e b) do item 5.3.4.1 da NBR 5410, de forma a garantir a coordenação entre condutores e dispositivos de proteção para que a proteção dos condutores contra sobrecargas seja assegurada sem que haja ocasionais interrupções de corrente sem necessidade [8] (p.63).

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (4)$$

$$I_2 \leq 1,45I_Z \quad (5)$$

Na qual I_B é a corrente de projeto do circuito, I_Z é capacidade de condução dos condutores, I_N é a corrente nominal do dispositivo de proteção e I_2 é a corrente de atuação do disjuntor em até 1 h. Foi projetado como dispositivo de proteção e seccionamento da parte CC um disjuntor tripolar do tipo Din de 32 A.

O projeto para proteção contra surtos da parte CA do sistema possui restrições muito simples estabelecidas em norma. Essas restrições são: a categoria do DPS deve ser de acordo com o tipo de circuito protegido, a tensão de operação contínua do DPS deve ser superior a tensão F-PE do circuito e a categoria de suportabilidade de impulsos deve ser menor que a indicada na tabela 31 da NBR 5410. Os DPS projetados foram para circuitos do tipo utilização com tensão F-PE de 220 V, assim foram projetados DPS de categoria II com tensão de operação contínua de 275 V, categoria de suportabilidade de impulso menor que 1,2 e corrente máxima de atuação 20 kA. Os DPS foram projetados para as três fases da parte CA, não foi projetado DPS para o neutro porque foi escolhida o sistema de aterramento TN-S, onde o neutro e o terra são separados, mas o neutro é equipotencializado ao cabo PE. As ligações DPS foram feitas de acordo com o esquema de conexão 1 da figura 13 no item 6.3.5.2.2 da NBR 5410 [8] (p. 131).

3.1.3. Modelo geral do sistema

Com a conclusão da etapa de dimensionamento, foi feito um projeto de DWG com todos os equipamentos, dimensões, diagrama multifilar e diagrama unifilar do sistema. Nessa mesma etapa, é feita a homologação na concessionária com as informações do projeto. Para o presente texto foi criado o modelo simplificado da Figura 7, onde podem ser vistas as representações dos principais equipamentos e suas ligações elétricas.

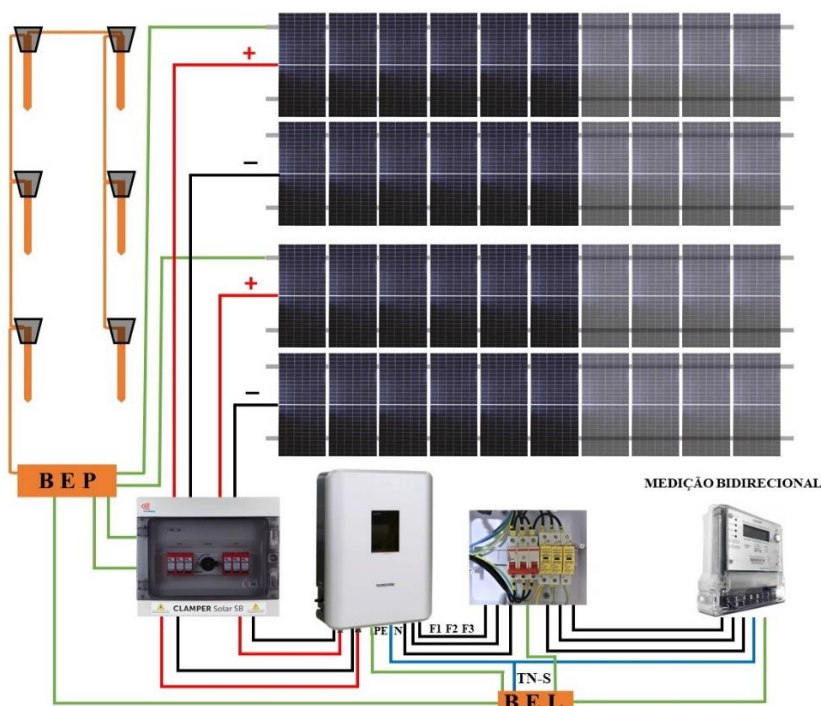


Figura 7. Modelo representativo do sistema fotovoltaico.

Na representação exibida na Figura 7, podem ser vistos os 40 módulos de carregamento máximo para o inversor, os módulos de expansão estão representados com certa transparência. É possível ver, também, um barramento de equipotencialização local (BEL) ligado ao barramento de equipotencialização principal (BEP), onde são conectados os cabos de aterramento do inversor, dos DPS CA e onde são equipotencializados o neutro do inversor e o cabo de aterramento do padrão de entrada. A técnica do uso do BEL é extremamente útil para evitar a obstrução dos eletrodutos e economizar no uso de condutores de aterramento, pois o que conecta o BEL com o BEP é apenas um cabo PE de secção equivalente ao cabo de maior secção conectado ao BEL [5,7,8,9].

3.2. Implementação do sistema.

O processo para correta implementação do sistema fotovoltaico microgeração requer boa logística de materiais e pessoas, pois, em boa parte dos fornecedores os equipamentos de maior porte possuem entrega agendada, muitos dos materiais menores são obtidos do mercado local e a obra deve causar o menor impacto possível no cotidiano dos residentes da UC. O planejamento da obra requer, também, a confirmação da disponibilidade de profissionais habilitados e certificados com NR 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade e NR 35 – Trabalho em Altura [3]. A parte ferramentaria para implementação do sistema deve ser escolhida com bastante critério e é um fator que se aprimora cada vez mais conforme a equipe técnica de instalação ganha experiência. As ferramentas são escolhidas conforme solicitação do corpo técnico e as únicas que são inspecionadas antes da obra são os EPI quanto à segurança e os equipamentos de medição elétrica quanto à calibragem.

Devido à realização uma visita técnica e análise preliminar bastante criteriosa, o projeto pôde ser implementado conforme previsto, o único fator que não pôde ser medido com exatidão e só poderia ser testado após a implementação do sistema é a resistência de aterramento, pois a quantidade de 6 hastes foi projetada conforme área disponível e o histórico de valores de resistências de aterramento de sistemas implementados anteriormente. Atualmente, nenhuma norma técnica que contempla os sistemas fotovoltaicos de microgeração estabelece um valor máximo para a resistência de aterramento. A NBR 5410 diz sobre a resistência de aterramento, apenas, que esse valor deve ser o menor possível e que o aterramento deve ser confiável e satisfazer os requisitos de segurança [8] (p. 143). Contudo, o guia de garantia do inversor SunGrow SG12KTL-M recomenda que a resistência de aterramento seja inferior a 80 ohms. A medição da resistência de aterramento foi feita de acordo com o procedimento descrito em 6.1.4 da NBR 15749 – Medição de Resistência de Aterramento e foi usado terrômetro portátil digital Hikari HTR-770 do tipo estaca [14]. O valor medido foi de 28,9 ohms, o que facilmente satisfaz o valor recomendado pelo fabricante do inversor. A Figura 8 mostra o inversor, *string box* e caixa de proteção CA instalados. Os cabos elétricos de corrente CC chegam à *string box* através do eletroduto aparente na esquerda da imagem e os condutores CA chegam ao medidor bidirecional através conduítes embutidos já existentes na alvenaria.



Figura 8. Inversor, String Box e Caixa de Proteção CA instalados.

4. MONITORAMENTO DO SISTEMA

O monitoramento do sistema fotovoltaico é feito com o objetivo verificar e assegurar que a energia gerada está próxima da geração de energia prevista e para garantir que os fatores de segurança e de não degradação dos componentes estão sendo satisfeitos. Não deve haver degradação dos componentes em um prazo inferior ao descrito no primeiro parágrafo do item 3 desse artigo, para assegurar isso, são feitas visitas técnicas de forma periódica. O monitoramento da geração de energia é feito de forma remota através de um aplicativo que recebe dados de informações registradas pelo inversor. Essas informações são transmitidas por um dispositivo conectado ao inversor que permite comunicação via WiFi com o aplicativo ISolarCloud. Através desse aplicativo, tanto a empresa responsável pelo sistema quanto o cliente podem acompanhar a geração de energia em tempo real e ter acesso a todo o histórico de geração. O sistema possui medições muito precisas e faz registro de leitura a cada 5 minutos, assim são gerados gráficos da produção de energia diariamente. Na Figura 9 podem ser vistos exemplos da precisão do monitoramento, na Figura 9(a) é mostrado o gráfico de geração para um dia ensolarado e na Figura 9(b) é mostrado o gráfico de geração para um dia bastante nublado.

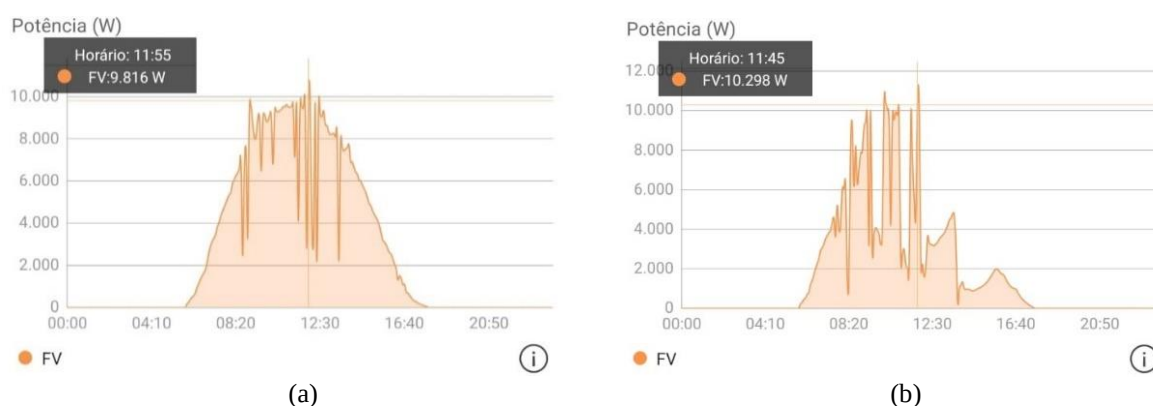


Figura 9. Gráficos de geração diária: (a) Gráfico de geração para dia ensolarado; (b) Gráfico de geração para dia nublado.

O gráfico de geração diária é formado através do registro das potências instantâneas das *strings* ao longo do dia. Conforme pode ser visto na Figura 8, em seu momento de potência máxima, o sistema atinge um valor muito próximo a 10,8kW, que é a soma das potências dos módulos fotovoltaicos instalados, e isso é uma forte evidência que o sistema foi bem implementado e está funcionando de forma correta.

Desde as primeiras interações com cliente é falado sobre a geração de energia do sistema, é através da necessidade uma determinada quantidade de energia que o sistema solar fotovoltaico é projetado. Através aplicativo ISolarCloud é possível acessar todos os dados de geração, o aplicativo fornece o histórico de geração para cada dia, mês, ano e o valor de geração total de energia. A Figura 10 mostra a comparação entre a geração de energia estimada através da Equação 1 com os dados da Tabela 1 para os meses de dezembro, janeiro, fevereiro, março, abril e maio e os dados de geração real obtidos através do aplicativo de monitoramento para os meses de dezembro do ano 2021 e janeiro, fevereiro, março, abril e maio de 2022, ou seja, todos os meses completos desde a ativação do sistema. Diante da comparação dos dados da Figura 10, é possível verificar que a geração de energia real corresponde a 98,74% da geração prevista. Esse resultado mostra a grande precisão no processo de engenharia elétrica para o dimensionamento desse sistema solar fotovoltaico.

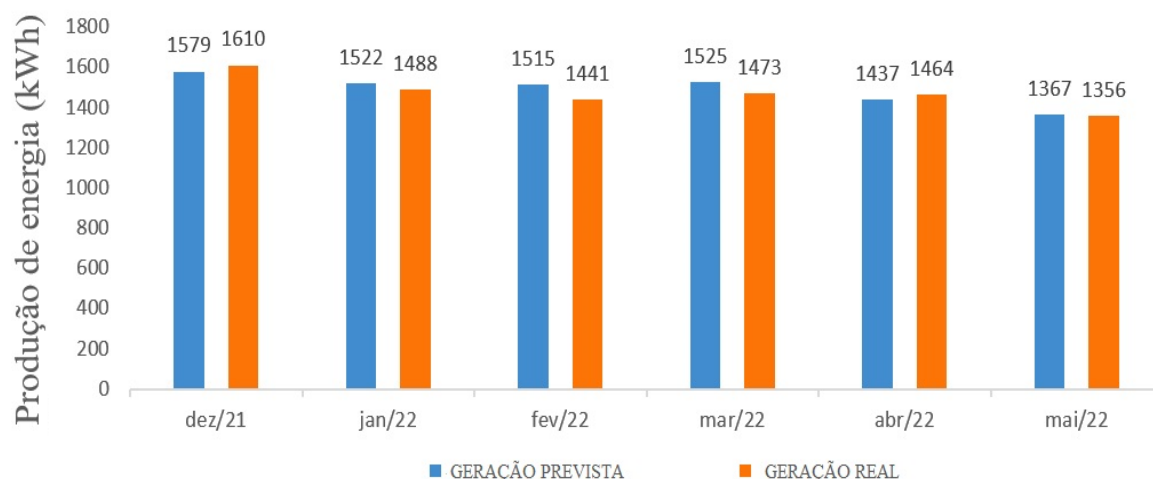


Figura 10. Comparação entre a geração de energia prevista e a geração de energia real.

5. CONCLUSÃO

A popularização ao acesso de sistemas solares fotovoltaicos tem feito surgir cada vez mais empresas desse segmento, isso gera um mercado bastante competitivo e para se manter relevante é necessária uma série de cuidados, como o uso de sistemas cada vez mais direcionados, interações com os clientes cada vez mais eficientes e o uso da engenharia elétrica de forma responsável e precisa. As boas práticas de engenharia são de importância fundamental para execução de projetos solares fotovoltaicos. Diante desse contexto, implementação de um bom projeto fotovoltaico deve seguir rigorosamente uma estrutura de passos. Estrutura, essa, que vai desde a programação dos softwares de geração de propostas comerciais, visita técnica, análise preliminar da unidade consumidora, dimensionamentos, projeto e acompanhamento da execução da obra. A correta execução de todos esses passos requer o conhecimento e a capacidade de adaptação técnica da engenharia elétrica. A ausência de falhas e o valor da geração de energia real muito próxima da geração estimada do sistema objeto deste trabalho, mostram que a correta execução das normas técnicas em conjunto com os conhecimentos e capacidade de adaptação da engenharia andam lado a lado na implementação de projetos fotovoltaicos bem sucedidos.

REFERÊNCIAS

- [1] CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio S. Brito. Disponível online: www.cresesb.com.br (acesso em 15/04/2022).
- [2] ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – Estatísticas e análises de mercado. Disponível online: www.absolar.org.br/mercado/ (acesso em 23/06/2022).
- [3] TAVARES, João; GALDINO, Marco A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos, 2ª ed.; CEPEL, CRESESB. Rio de Janeiro, março de 2014.
- [4] NORMA DIS. COSERN - NOR.DISTRIBU-ENGE-0002 - Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição - REV 00. Primeira edição. Válida até 11/04/2022.
- [5] SOLARGROUP – Manual *Smart* telhado de fibrocimento para estrutura metálica. Disponível online: www.solargroup.com.br/fibrocimento/ (acesso em 16/04/2022).
- [6] NORMA BRASILEIRA. ABNT NBR 6123 – Forças devidas ao vento em edificações. Primeira edição. 01/06/1988.
- [7] NORMA BRASILEIRA. ABNT NBR 16690 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos. Primeira edição. 01/07/2019.
- [8] NORMA BRASILEIRA. ABNT NBR 5410 – Instalações elétricas de baixa tensão. Segunda edição. 30/09/2004.
- [9] NORMA BRASILEIRA. ABNT NBR 5419 – Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas. Segunda edição. 29/07/2005.
- [10] LONGI - Folha de dados de dispositivo de alta conversão - LNG-440-LR4-72HBD_*Data_Sheet*. Disponível online: www.longi.com/altaconversao/44072hbd (acesso em 23/06/2022).
- [11] CLAMPER SOLAR – FT CLAMPER Solar SB_1000 18Ka 2E 2S_00 português. Disponível online: www.clampersolar.com.br/solucoes/ (acesso em 18/04/2022).
- [12] SUNGROW – Folha de dados de dispositivo de alta conversão - Datasheet-SG12KTL1. Disponível online: www.br.sungrowpower.com/servicoesupoiteonline/ (acesso em 19/04/2022).
- [13] NORMA BRASILEIRA. ABNT NBR NM 60898 –Disjuntores para proteção de sobrecorrentes para instalações domésticas e similares. Primeira edição: 30/07/2004.
- [14] NORMA BRASILEIRA. ABNT NBR 15749 – Medição de resistência de aterramento e de potenciais na superfície do solo em sistemas de aterramento. Primeira edição: 13/08/2009.