

COMISSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS: ANÁLISE SEGUNDO NORMAS TÉCNICAS E PRÁTICAS DE CAMPO

Esterfano Diego da Silva Tavares (UFERSA, campus Mossoró) E-mail: esterfano.tavares@alunos.ufersa.edu.br
Romênia Gurgel Vieira (UFERSA, campus Mossoró) E-mail: romenia.vieira@ufersa.edu.br

Resumo: O comissionamento é uma etapa essencial para identificar falhas antes da entrada em operação de sistemas fotovoltaicos. A norma NBR 16274:2014 estabelece requisitos mínimos envolvendo documentação, ensaios e avaliação de desempenho. Este trabalho aplica os ensaios de Categoria 1 em um sistema fotovoltaico residencial de pequeno porte instalado em Mossoró/RN, demonstrando a importância dessa etapa mesmo em sistemas de microgeração, nos quais o comissionamento é frequentemente negligenciado. A inspeção visual e os ensaios revelaram inconformidades como resistência elevada, sombreamento parcial e ausência de identificação, fatores que comprometem a segurança e o desempenho energético da instalação. Além disso, foi estimado o impacto energético das inconformidades, evidenciando perdas significativas decorrentes do sombreamento.

Palavras-chave: Ensaios de comissionamento; NBR 16274:2014; Sistema Fotovoltaico; Inspeção visual; Ensaios de Categoria 1.

COMMISSIONING RESIDENTIAL PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: ANALYSIS ACCORDING TO TECHNICAL STANDARDS AND FIELD PRACTICES

Abstract: Commissioning is essential for identifying failures before photovoltaic systems begin operation. The NBR 16274:2014 standard establishes minimum requirements involving documentation, testing, and performance evaluation. This study applies Category 1 tests to a small residential photovoltaic system installed in Mossoró/RN, highlighting the importance of this step even in microgeneration systems, where commissioning is often neglected. Visual inspection and testing revealed nonconformities such as high resistance, partial shading, and lack of identification, which compromise safety and system performance. Additionally, an estimate of the energy impact of these nonconformities was included, demonstrating significant losses caused by shading.

Keywords: Commissioning tests; NBR 16274:2014; Photovoltaic System; Visual inspection; Category 1 Tests.

1. Introdução

A geração fotovoltaica no Brasil tem crescido devido a políticas regulatórias, como a Resolução ANEEL 482/2012, que estabeleceu o sistema de compensação de energia (LIMA, 2021). Com a expansão das instalações, o comissionamento torna-se essencial para assegurar segurança e conformidade técnica. A NBR 16274:2014 define os requisitos mínimos para documentação, ensaios e avaliação de desempenho.

Estudos como Lima (2021) abordam ferramentas de gerenciamento aplicadas ao comissionamento, enquanto Neves (2019) e Teixeira (2023) tratam de procedimentos em usinas de grande porte. David (2023) destaca a importância do comissionamento em sistemas de minigeração. Diferentemente desses trabalhos, este estudo aplica os ensaios de Categoria 1 a um sistema residencial, demonstrando sua eficácia na identificação de falhas antes da operação.

Diante deste contexto, este trabalho realiza os ensaios de comissionamento para que o sistema fotovoltaico conectado à rede atenda aos requisitos mínimos exigidos pela NBR 16274:2014. Diferente dos trabalhos anteriores realizados nesta área de estudo, este

trabalho demonstra a aplicação dos métodos de ensaio de comissionamento de Categoria 1 para um sistema de geração residencial de pequeno porte. O objetivo do ensaio é demonstrar a aplicação e a eficiência dos métodos em sistemas fotovoltaicos de menor porte a fim de identificar falhas no projeto antes da entrada em operação.

A estrutura deste trabalho foi realizada de forma sequencial, conforme as práticas realizadas, garantindo assim, maior clareza no estudo. Na Seção 2 são abordados os procedimentos de comissionamento, como os diferentes tipos de ensaio e as normas que retratam a aplicação dos métodos de ensaios. A Seção 3 apresenta as práticas presentes no processo de inspeção visual, estando destinada às partes CC e CA do sistema, instalação, proteções, etiquetagem e identificação. Já a Seção 4 é destinada a detalhar os métodos de ensaio conforme a NBR 16274:2014, trazendo a metodologia de Ensaios de Categoria 1, Ensaio de Categoria 2 e Ensaios Adicionais. Na Seção 5 é abordado os procedimentos de ensaio de Categoria 1 a um sistema de microgeração fotovoltaica localizado na cidade de Mossoró/RN. Já na Seção 6, é abordado uma análise detalhada dos resultados obtidos durante o processo de inspeção visual e ensaios. Por fim, a Seção conclusão traz as considerações finais sobre os métodos abordados, além de sugerir melhorias para o ensaio realizado.

2. Processos de Comissionamento

O comissionamento verifica se o sistema fotovoltaico está apto a operar com segurança e eficiência (DAVID, 2023). Além de obrigatório, transfere ao proprietário a responsabilidade pela operação adequada (LIMA, 2021). A NBR 16274:2014 organiza o processo em documentação, ensaios e avaliação de desempenho. A norma define três categorias de ensaios:

- Categoria 1, obrigatória para todos os sistemas;
- Categoria 2, indicada para instalações de maior porte ou complexidade, sem potência mínima definida (NBR 16274:2014);
- Ensaios Adicionais, aplicados quando há suspeita de falhas ou por solicitação do cliente.

A Categoria 1 inclui verificação dos circuitos CA, equipotencialização, polaridade, inspeção das caixas de junção, medições de corrente e tensão, ensaios funcionais e resistência de isolamento. A Categoria 2 envolve inspeção termográfica e curva IV. Os Ensaios Adicionais incluem tensão ao solo, teste do diodo de bloqueio, resistência de isolamento úmido e avaliação de sombreamento. Neste estudo, apenas os ensaios de Categoria 1 foram aplicados.

2.1 Ensaios de categoria

Conforme descrito em NBR 16274 na subseção 5.3, existem três tipos de categorias de ensaios de comissionamento para Sistema Fotovoltaicos Diretamente conectados à rede (SFCR), sendo eles:

- Regime de ensaio Categoria 1: Este regime trata sobre a sequência mínima de ensaios que deve ser aplicada a todos os sistemas, independentemente da escala, do tipo, da localização ou da complexidade;
- Regime de ensaio Categoria 2: Essa categoria é indicada para sistemas fotovoltaicos de maior porte ou complexidade. Conforme menciona da subseção 5.3.2.2 da NBR 16274:2014, não é especificado a potência instalada que se caracteriza como maior porte ou complexidade. Mas, antes de sua aplicação é necessário que todos os ensaios do regime de Categoria 1 tenham sido concluídos;
- Ensaios Adicionais: Os ensaios adicionais podem ser solicitados por exigência

do cliente ou utilizados como recurso para identificação de falhas, especialmente quando anomalias operacionais ou resultados de ensaios anteriores indicarem a possível existência de problemas não detectados pelos procedimentos padrão.

A NBR 16274:2014 é responsável por trazer a metodologia a ser aplicada nos ensaios. Na Subseção 5.3.2.1 desta mesma norma é possível obter a sequência mínima, por categoria, dos ensaios à qual o sistema fotovoltaico estará sujeito à realização. Na Categoria 1, incluem-se os ensaios fundamentais, como a avaliação dos circuitos em corrente alternada conforme a IEC 60364-6, a verificação da equipotencialização associada à malha de aterramento e a confirmação da polaridade dos condutores. Também fazem parte dessa categoria a inspeção das caixas de junção, a medição de corrente — seja em condições de curto-circuito ou de operação normal — e a determinação da tensão em circuito aberto. Complementam esse grupo os ensaios funcionais gerais e a medição da resistência de isolamento em circuitos de corrente contínua, etapa essencial para identificar degradações no sistema isolante.

A Categoria 2 abrange ensaios de caráter complementar, voltados para a identificação de anomalias térmicas e elétricas com maior precisão. Nessa categoria, destaca-se a inspeção por câmera infravermelha, utilizada para detectar pontos de aquecimento anormal, e o ensaio de curva IV, que permite avaliar o comportamento elétrico de dispositivos semicondutores ou módulos fotovoltaicos sob diferentes condições de operação.

Por fim, os Ensaios Adicionais englobam verificações específicas aplicáveis a sistemas que demandam análises mais aprofundadas. Entre eles estão a medição da tensão ao solo em sistemas com aterramento resistivo, o ensaio do diodo de bloqueio, a determinação da resistência de isolamento em condições úmidas e a avaliação de sombreamento, especialmente relevante em instalações fotovoltaicas devido ao impacto direto na eficiência energética.

Para a realização dos procedimentos de ensaios nas etapas de comissionamento da usina fotovoltaica residencial, apenas os ensaios de Categoria 1 foram realizados. Pois, eles eram suficientes para verificar o bom funcionamento da planta fotovoltaica.

2.1.1 Continuidade da ligação à terra e dos condutores

O ensaio verifica a equipotencialização das partes condutoras, incluindo molduras, estruturas e carcaça do inversor (LIMA, 2021). A continuidade deve ser confirmada com instrumentos calibrados, conforme NBR 16274.

2.1.2 Ensaios de polaridade

A verificação da polaridade identifica inversões que comprometem segurança e desempenho (DUMA, 2025). Deve ser realizada antes da energização; caso haja inversão após esse ponto, é necessária a inspeção dos diodos de bypass e dos módulos (NBR 16274).

2.1.3 Ensaio da caixa de junção

O ensaio confirma a correta conexão das *strings*. Tensões próximas de zero entre terminais positivos indicam conexões adequadas; valores elevados sugerem inversão (NBR 16274).

2.1.4 Ensaio de tensão de circuito aberto (V_{oc})

O ensaio verifica se a tensão das *strings* está dentro dos limites esperados (DUMA, 2025). Os valores não devem ultrapassar 5% do previsto (NBR 16274).

2.1.5 Ensaio de medição de corrente das séries fotovoltaicas

A corrente operacional é medida com o sistema em funcionamento para verificar se as *strings* operam conforme o projetado. Os valores devem estar dentro do limite de 5% (NBR 16274).

2.1.6 Ensaio funcionais

Incluem a verificação dos dispositivos de seccionamento e controle, além da conformidade dos procedimentos do inversor conforme o fabricante (NBR 16274).

2.1.7 Ensaio de resistência de isolamento dos circuitos CC

Realizada com megômetro, avalia a integridade do isolamento aplicando tensão entre polos e terra (TEIXEIRA, 2023). Os valores devem atender aos limites da Tabela 1 da NBR 16274.

Tabela 1 - Valores mínimos de resistência de isolamento.

Tensão do sistema ($V_{OC,STC} \times 1,25$)	Tensão de ensaio (V)	Resistência de isolamento mínima (Ω)
< 120 V	250 V	0,5 M Ω
120 - 500 V	500 V	1,0 M Ω
> 500 V	1000 V	1,0 M Ω

Fonte: Adaptado de NBR 16274

2.2 Procedimentos de inspeção

A inspeção visual antecede os ensaios e verifica a conformidade da instalação com normas técnicas (LIMA, 2021). A maior parte das inconformidades é identificada nessa etapa, permitindo correções antes dos ensaios (TEIXEIRA, 2023). A NBR 16274 estabelece inspeções no lado CC, proteções contra sobretensão e choque elétrico, lado CA, etiquetagem, identificação e instalação mecânica.

2.3 Normas aplicadas à Sistemas Fotovoltaicos

O comissionamento utiliza diversas normas técnicas, incluindo NBR 16274:2014, NBR 16690:2019, NBR 5410:2004, NBR 5419:2017, NR 10:2004, NBR 15749:2009, IEC 60364-6, IEC 61557 e IEC 61010, que tratam de requisitos de instalação, segurança, medição e verificação.

3. Caracterização do Sistema Fotovoltaico Residencial

O comissionamento foi aplicado a um sistema fotovoltaico residencial localizado em Mossoró/RN, seguindo exclusivamente os procedimentos da Categoria 1 da NBR 16274:2014. O sistema é composto por 24 módulos Canadian Solar CS6W-535MB-AG, totalizando 12,84 kWp, distribuídos em duas *strings* desbalanceadas (14 e 10 módulos) devido às limitações estruturais do telhado. O inversor utilizado é o Solplanet ASW25K-LT-G2 PRO, com potência máxima de entrada de 37,5 kWp. A Figura 1 apresenta o diagrama unifilar simplificado do sistema.

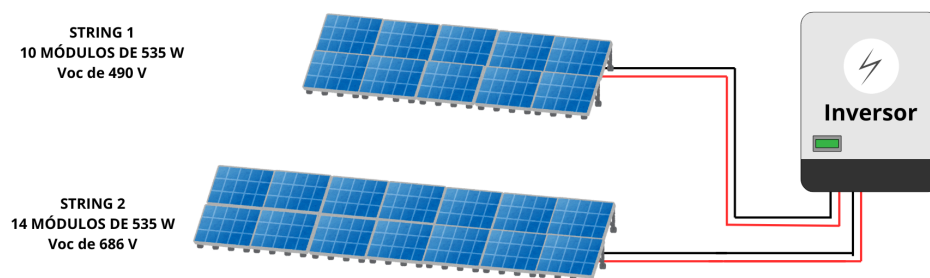


Figura 1 - Diagrama unifilar simplificado

3.1 Instrumentação Utilizada

Os ensaios foram realizados com os seguintes equipamentos:

- Multímetro Minipa ET-3200 – medições de tensão, continuidade e polaridade
- Alicates amperímetro Minipa ET-3367C – medição de corrente contínua
- Megômetro (1000 V) – ensaio de resistência de isolamento

Todos os instrumentos estavam calibrados conforme recomendações dos fabricantes.

3.2 Procedimentos de inspeção visual

Antes dos ensaios elétricos, realizou-se uma inspeção visual completa conforme a Seção 5.2 da NBR 16274:2014, abrangendo:

- Lado CC (cabos, conectores, proteção, arranjos)
- Lado CA (seccionamento, proteção, aterramento)
- Instalação mecânica (fixação, ventilação, integridade estrutural)
- Etiquetagem e identificação

Os itens foram classificados como AP (Atende Parcialmente), RP (Requer Providência) ou NA (Não Aplicável). As Tabelas 2 a 6 sintetizam os itens avaliados, classificados como AP, RP ou NA.

Tabela 2 - Inspeção do Sistema CC

DESCRIÇÃO DO ITEM	A P	R P	N A
Se os componentes estão apropriados para operarem sob máxima tensão e máxima corrente.	X		
Se foi adotado uma proteção de isolamento classe II ou equivalente.	X		
Se os cabos da série fotovoltaicas/arranjos e o cabo CC principal foram selecionados e montados para minimizar riscos como falta à terra e curto-circuito.	X		
Se os cabos foram selecionados e montados para resistir às influências externas.	X		
Em sistemas sem proteção contra sobrecorrente nas séries fotovoltaicas, o módulo deve suportar correntes reversas maiores que as possíveis.	X		
Se os dispositivos de proteção contra sobrecorrente das séries fotovoltaicas foram posicionados de maneira correta.	X		
Se há uma chave está instalada no lado CC do inversor.	X		
Se os meios de desconexão foram instalados nas séries fotovoltaicas.	X		
Um dos condutores CC está aterrado, há separação mínima entre os lados CA e CC, e as conexões de terra são protegidas contra corrosão.	X		
Seus plugues e soquetes são do mesmo fabricante.	X		
Se um aterramento funcional foi conectado a um dispositivo de interrupção.			X

Fonte: Adaptado de Rodrigues (2017)

Tabela 3 - Proteção Contra Sobretensão/Choque Elétrico

DESCRIÇÃO DO ITEM	A P	R P	N A
Observar se o dispositivo supervisor de isolamento e um sistema de alarme estão instalados.	X		
Verificar se um dispositivo de detecção de corrente residual ou terra foi instalado juntamente com um sistema de alarme.	X		
Conferir se um dispositivo de detecção de corrente residual foi instalado no lado CA, alimentando o inversor.	X		
Checar se a área de todos os laços foi mantida sendo o menor possível.	X		
Observar se os condutores de aterramento do arranjo fotovoltaico foram corretamente instalados e ligados à terra.	X		
Examinar se os condutores de aterramento de proteção da ligação de equipotencialização foram instalados e estão paralelos aos cabos CC.	X		

Fonte: Adaptado de Neves (2019)

Tabela 4 - Inspeção do Sistema CA

DESCRIÇÃO DO ITEM	A P	R P	N A
Se há uma chave seccionadora no lado CA do inversor de frequência.	X		
Se os dispositivos de seccionamento e isolamento foram instalados adequadamente, a instalação fotovoltaica do lado da carga e a rede elétrica do lado da fonte.	X		
Se os parâmetros operacionais do inversor foram estabelecidos segundo as regulamentações locais ou NBR 16149.	X		

Fonte: Adaptado de Rodrigues (2017)

Tabela 5 - Etiquetagem e Identificação

DESCRIÇÃO DO ITEM	A P	R P	N A
Verificar se todos os circuitos, dispositivos, chaves e terminais estão etiquetados e identificados.		X	
Conferir se a caixa de junção CC possui etiqueta de aviso.			X
Inspecionar as etiquetas de aviso foram inseridas no local de interconexão com a rede.		X	
Checar se o diagrama unifilar está presente no local.		X	
Examinar se as configurações de proteção do inversor e informações do instalador estão sendo exibidas no local.		X	
Constatar se as identificações estão bem fixadas e são duráveis.		X	

Fonte: Adaptado de Rodrigues (2017)

Tabela 6 - Instalação Mecânica

DESCRIÇÃO DO ITEM	A P	R P	N A
Se existe ventilação por trás do arranjo fotovoltaico para evitar superaquecimento.	X		
Se a armação e os materiais do arranjo fotovoltaico são à prova de corrosão.	X		
Se a armação está bem fixada e as fixações no telhado são à prova de intempéries.	X		
Se as entradas dos cabos são à prova de intempéries.	X		

Fonte: Adaptado de Rodrigues (2017)

3.3 Procedimentos de ensaios

Após a realização dos procedimentos de inspeção visual, são realizados os ensaios. Para início dos Ensaios de Categoria 1, o primeiro ensaio a ser realizado foi o ensaio de equipotencialização. O ensaio foi realizado com um alicate amperímetro configurado para corrente contínua. Utilizou-se o modelo ET-3367C. Os testes foram realizados entre os módulos fotovoltaicos e os trilhos de fixação. Conectado uma ponta de prova no

trilho e outra no módulo fotovoltaico. Além disso, é necessário realizar o ensaio no inversor, conectado à ponta de prova negativa no aterramento do quadro de corrente alternada e a outra no inversor.

O ensaio seguinte a ser realizado foi o ensaio de tensão de circuito aberto (V_{oc}) das *strings*. O ensaio foi realizado duas vezes, totalizando a quantidade de *strings*, para a realização do ensaio foi utilizado um multímetro modelo ET-3200, o ensaio foi realizado conforme ilustrado na Figura 2(a). Este ensaio pode ser realizado em conjunto com o ensaio de polaridade. Para este caso, o sistema não conta com uma *string box* própria na parte CC e é composto por apenas duas *strings*. Portanto, a polaridade foi confirmada por meio da medição da tensão de circuito aberto.

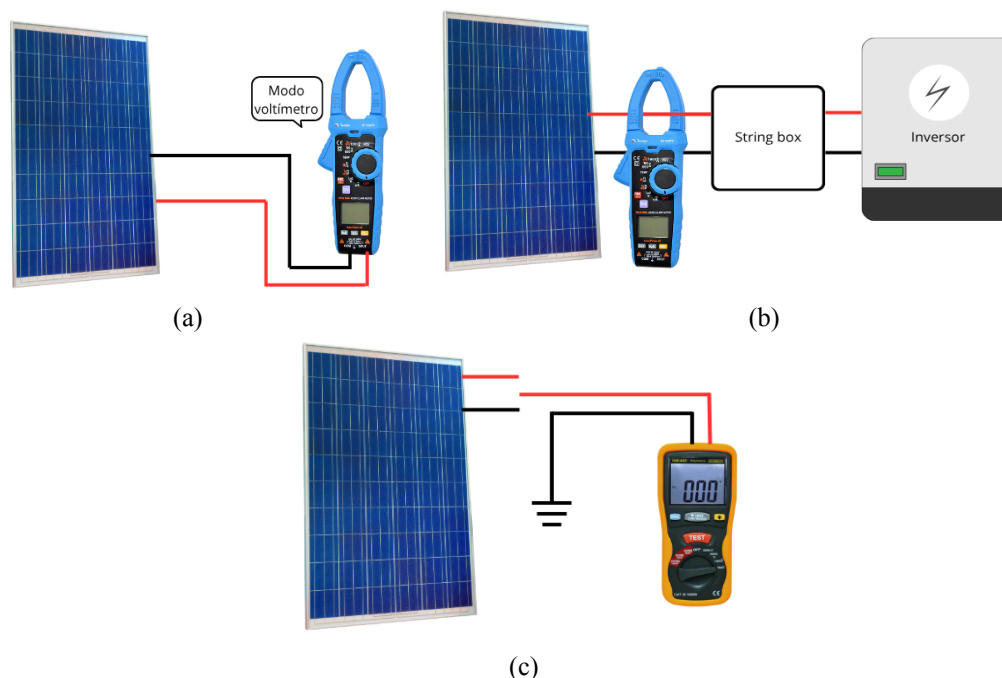


Figura 2 – Ensaio de (a) tensão de circuito aberto, (b) corrente operacional, (c) resistência de isolamento

Após a realização do ensaio de medição de tensão, com o circuito já conectado aos rastreadores de ponto de máxima potência (MPPTs) do inversor, foi realizado o ensaio de corrente com o inversor ligado, conforme ilustrado na Figura 2(b). O ensaio foi realizado utilizando o alicate amperímetro configurado para medir corrente contínua, o multímetro utilizado durante o ensaio é um modelo ET-3367C. A medição foi realizada duas vezes, totalizando a quantidade de *strings*.

Por fim, foi realizado o ensaio de resistência de isolamento dos cabos do sistema fotovoltaico. A tensão de ensaio foi definida com base na Tabela 1, que estabelece que a tensão do sistema deve ser multiplicada por 1,25 para determinar a faixa de tensão. Para a *string* A, a tensão foi de 612,5 V, já para a *string* B, a tensão foi de 686 V. Como ambas apresentavam valores superiores a 500 V, foi aplicada uma tensão de 1000 V utilizando o megômetro. Essa tensão foi aplicada durante um minuto. Este ensaio foi repetido para os cabos que saem do inversor no lado de corrente alternada, só que para este caso, foi aplicada uma tensão de 500 V. A Figura 2(c) demonstra como é realizado o ensaio em um módulo fotovoltaico ou *string*.

4. Resultados e Discussões

A inspeção visual evidenciou pontos relevantes da estrutura de montagem do sistema.

Os itens verificados durante o processo de inspeção do sistema CC, proteção contra sobretensão/choque elétrico, inspeção do sistema CA e instalação mecânica estavam conforme as especificações na NBR 16274:2014.

Durante a inspeção visual, foi identificado a falta de etiquetas de identificação na planta fotovoltaica. A não conformidade com os requisitos de identificação compromete a segurança da operação e manutenção do sistema, podendo gerar riscos em emergências ou falha. A Figura 7 demonstra a divisão da instalação juntamente com a ausência de identificação nos circuitos, etiquetas de avisos e diagrama unifilar do local.

Além disso, foi possível notar a separação do lado CC para o lado CA. Embora não exista uma *string box* própria para o lado CC, o inversor contava com os conjuntos de proteções na parte interna, recursos essenciais para garantir a proteção do equipamento.

A ausência de *string box* CC, não é uma violação do processo de instalação de sistemas fotovoltaicos, visto que a *string box* tem a função de concentrar os cabos e abrigar dispositivos de proteção como fusíveis, disjuntores e DPS (Dispositivos de Proteção contra Surtos). Segundo a NBR 16690:2019, na seção 6.3.5, em algumas UCP (Unidades de Condicionamento de Potência — como inversores) é possível utilizar apenas os DPS embutidos no inversor.

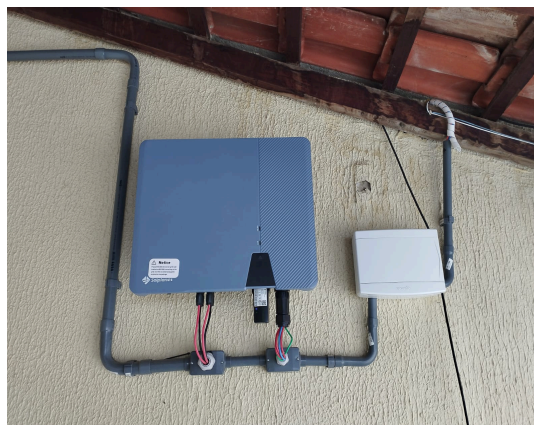


Figura 7 - Divisão da instalação e ausência de identificação

A inspeção visual também identificou sombreamento parcial significativo em parte dos módulos. Este sombreamento é ocasionado por um poste que projeta uma sombra que atinge até 5 painéis fotovoltaicos. A Figura 8 apresenta o sombreamento nos painéis fotovoltaicos.

O sombreamento é um dos principais problemas enfrentados nos projetos residenciais de sistemas fotovoltaicos. Isso acontece porque em sistemas residenciais, o ambiente do telhado não foi projetado para a instalação dos módulos fotovoltaicos. Além disso, outros fatores, como a limitação do telhado, árvores próximas, construções vizinhas, antenas e caixas d'água no telhado, podem influenciar na distribuição dos módulos fotovoltaicos.

Segundo Zomer (2014), uma única célula de um módulo fotovoltaico sombreada pode reduzir o desempenho de uma *string* em até 30%. Além disso, um dos principais problemas do sombreamento parcial é que as células podem operar em regime reverso, funcionando como carga, em vez de atuarem como geradoras. Neste caso, quando a função reversa superar a função de ruptura da célula sombreada, toda a célula poderá ser prejudicada.

A análise dos dados de corrente confirma essa tendência, com reduções de até 79%. Isso indica que o sistema poderia se beneficiar de: rearranjo das *strings*, uso de otimizadores, ou reposicionamento dos módulos mais afetados.

A partir dos valores de corrente medidos durante os períodos com e sem sombreamento, foi possível estimar o impacto energético da inconformidade. A corrente da *string* 1 reduziu de 8,9 A para 1,83 A (-79,4%), enquanto a *string* 2 reduziu de 11 A para 4,11 A (-62,6%).

Considerando que o sombreamento ocorre entre 06h00 e 10h25 — período que representa cerca de 25–30% da geração diária em Mossoró — estima-se que a perda energética diária causada pelo sombreamento parcial esteja entre 18% e 22% da produção total do sistema.



Figura 8 - Sombreamento presente nos módulos fotovoltaicos

Para melhor compreensão dos resultados obtidos durante o processo de inspeção visual, a Tabela 7 demonstra os aspectos fundamentais para a avaliação e conformidade técnicas e segurança do sistema.

Tabela 7. Visão geral da inspeção visual

Aspecto Verificado	Observações	Conclusão
Fixação e Espaçamento dos Módulos	Os módulos estão bem posicionados e fixados nas estruturas do telhado, respeitando espaçamento adequado.	O bom espaçamento contribui para a ventilação e evita acúmulo de calor, fundamental para o desempenho e longevidade dos equipamentos.
Proteção Contra Sobretensão/Choque e Elétrico	Os dispositivos de proteção estavam presentes no local, tanto no lado CC quanto no lado CA.	A proteção contra sobretensão e choque elétrico depende da correta instalação e supervisão dos dispositivos de segurança. Além disso, é essencial que os condutores de aterramento estejam devidamente instalados.
Instalação do Inversor	O inversor foi instalado em um local com boa ventilação e protegido contra condições climáticas extremas.	A instalação do inversor em local ventilado e protegido contra intempéries garante maior eficiência térmica e proteção contra falhas ambientais.
Fiação e Conexões	As conexões estão visivelmente bem realizadas, com cabos organizados e protegidos. Mas, nota-se a ausência de identificação.	A falta de identificação dos circuitos compromete a segurança operacional e dificulta intervenções futuras.
Sombreamento	Foi constatado que os módulos sofriam de sombreamento parcial nos períodos entre 06h00min e 10h25min indica um impacto direto na geração.	A ausência de medidas de mitigação, como uso de otimizadores ou rearranjo dos módulos, pode comprometer a

especialmente em sistemas residenciais
onde o espaço é limitado.

eficiência do sistema em médio e
longo prazo.

4.1 Resultados dos Ensaio de Comissionamento

Já na parte de comissionamento, sobre o ensaio de equipotencialização, foi constatado que toda a estrutura de fixação e módulos estavam equipotencializadas. Os testes também apontaram que as partes metálicas do inversor estavam aterradas. Conforme mencionado em (Teixeira, 2023), garantir que os testes sejam realizados em todas as mesas, módulos e partes metálicas são ações essenciais que garantem a integridade e eficiência da proteção elétrica da instalação. A Figura 9, demonstra a verificação sendo realizada nos módulos fotovoltaicos e no inversor.



Figura 9 - Ensaio de equipotencialização nos módulos fotovoltaicos e inversor

Dando continuidade à sequência de comissionamento, os valores medidos durante o ensaio de circuito aberto (V_{oc}) foram comparados com os valores de tensão do conjunto de módulos em série. Na *string* A com 10 módulos, a tensão é de 490 V, sendo medido um valor de 463 V; já a *string* B com 14 módulos possui uma tensão em série de 686 V, sendo encontrado um valor de 646 V. A Figura 10, demonstra os valores encontrados durante a realização do ensaio.

A diferença entre os valores medidos e os valores teóricos foi de -27 V ($-5,5\%$) para a *string* A e -40 V ($-5,8\%$) para a *string* B. Embora a NBR 16274:2014 estabeleça tolerância de até 5%, as duas strings ultrapassam ligeiramente esse limite.

Essa redução pode estar associada a três fatores principais: (i) temperatura dos módulos no momento da medição, já que o coeficiente térmico de tensão reduz o V_{oc} em aproximadamente $-0,28\%/^{\circ}\text{C}$; (ii) possíveis perdas ôhmicas em conectores ou cabos; (iii) degradação inicial (LID – Light Induced Degradation).

Os valores de V_{oc} medidos apresentaram variações de $-5,5\%$ e $-5,8\%$ em relação aos valores teóricos. Embora esses valores ultrapassem ligeiramente o limite de 5% estabelecido pela NBR 16274:2014, a análise das condições reais de operação — especialmente a temperatura dos módulos e o coeficiente térmico negativo de V_{oc} — indica que essa diferença é compatível com o comportamento esperado em campo. Por esse motivo, o ensaio foi classificado como conforme, não havendo indícios de falhas de conexão ou erros de montagem.

Conforme especificado na NBR 16274, o objetivo do ensaio de circuito aberto (V_{oc}), é verificar se as séries de módulos fotovoltaicos estão corretamente conectados e, se o

número de módulos fotovoltaicos está dentro do esperado. Como foi identificada uma tensão significativamente menor, essa leitura pode estar associada a mau isolamento, com subseqüentes danos ou acúmulo de água em eletrodutos ou nas caixas de junção.

Para resolver o problema de tensão abaixo do nível esperado, seria necessário verificar as conexões dos módulos fotovoltaicos, para identificar possível conexão mau isolada. Visto que, o ensaio de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico não identificou nenhum problema de isolação.

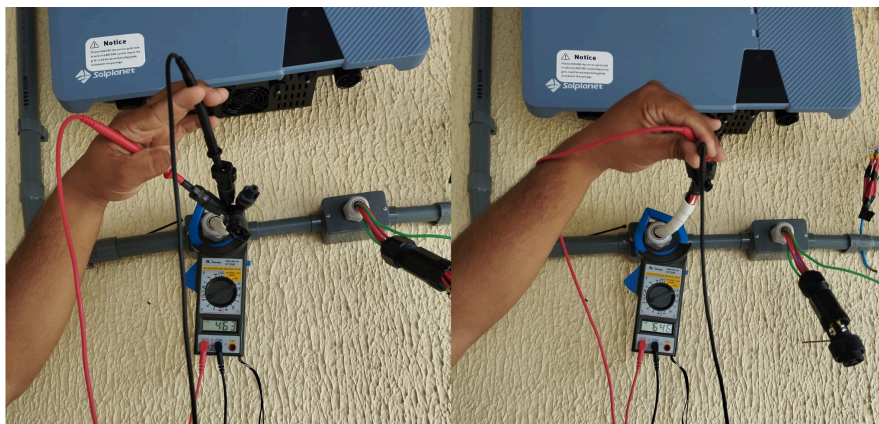


Figura 10 - Ensaio de tensão de circuito aberto

Para o ensaio de corrente, os valores medidos durante o período em que não havia sombreamento foram considerados aceitáveis para os níveis irradiância incidente sobre o módulo. Já nos períodos do dia em que havia sombreamento, os valores medidos foram considerados baixos, pois, em um arranjo em série, o módulo com menor corrente limita os demais.

A hipótese de que o sombreamento pode afetar diretamente uma *string*, conforme mencionado por Lima (2021), é confirmada pela comparação dos valores medidos sem sombreamento (8,9 A e 11 A) e com sombreamento (1,8 A e 4,11 A – Figura 11).

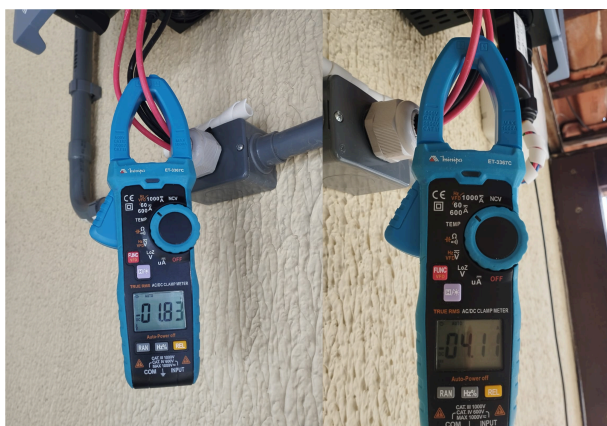


Figura 11 - Ensaio de corrente durante períodos de sombreamento

A corrente nominal dos módulos Canadian Solar CS6W-535MB-AG é de aproximadamente 13,1 A em STC. Considerando irradiância real entre 700–900 W/m² no momento do ensaio, a corrente esperada deveria situar-se entre 9,2 A e 11,8 A, o que confirma que os valores medidos (8,9 A e 11 A) estão coerentes com a irradiância disponível.

Já durante o sombreamento, as correntes caíram para 1,83 A e 4,11 A, representando reduções de 79% e 63%, respectivamente. Isso demonstra que o sombreamento parcial afeta de forma desproporcional a *string* com maior número de módulos, pois o módulo sombreado limita toda a série.

A perda estimada de energia diária devido ao sombreamento entre 06h00 e 10h25 pode chegar a 12–18% da geração total, dependendo da curva de irradiância local.

Por fim, o ensaio de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico e a resistência de isolamento do lado de corrente alternada apresentaram valores acima de 1 T Ω , valores que se enquadram nos limites aceitáveis, conforme é descrito na NBR 16274. Pois, conforme mencionado por Lima (2021), caso fossem encontrados valores abaixo dos limites mínimos aceitáveis, significa que o cabo está com a isolação danificada e deve ser inspecionado.

Os valores superiores a 1 T Ω indicam excelente integridade do isolamento, muito acima do mínimo exigido pela NBR 16274 (1 M Ω para sistemas acima de 500 V). Essa margem de segurança superior a 1000 vezes o limite normativo reduz significativamente o risco de falhas por fuga de corrente, degradação de cabos ou disparo indevido de dispositivos de proteção.

A elevada resistência também sugere que a queda de V_{oc} observada não está relacionada a falhas de isolamento, reforçando a hipótese de perdas térmicas ou resistivas.

A Tabela 8, traz comentários relacionados aos valores encontrados durante os ensaios realizados, abordando pontos de melhorias e irregularidades encontradas.

Tabela 8. Visão geral dos ensaios de comissionamento

Aspecto Verificado	Resultados
Equipotencialização e Aterramento	Os testes confirmam a correta equipotencialização das estruturas metálicas, o que contribui para a integridade elétrica do sistema. Já a resistência de aterramento medida em 51,6 Ω , embora aceitável, está acima dos valores recomendados por boas práticas, como valores antes sugeridos pela NBR 5419:2017 de 10 Ω .
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	Os valores medidos nas strings (463 V e 646 V) apresentam variações inferiores a 5% em relação ao projetado (490 V e 686 V), demonstrando conformidade com o dimensionamento elétrico dos módulos e ausência de erros críticos de conexão. É necessário que seja realizada uma análise detalhada das conexões.
Polaridade das Strings	Durante o ensaio de tensão de circuito aberto (V_{oc}), foi possível notar o valor positivo da tensão, demonstrando que não havia inversão de polaridade.
Corrente das Strings	A corrente medida variou significativamente entre períodos com e sem sombreamento. A menor corrente (1,83 A e 4,11 A) durante o sombreamento reforça a influência direta da sombra sobre o desempenho das strings. Os valores máximos alcançados (8,9 A e 11 A) demonstram que, em condições ideais, o sistema opera dentro do esperado.

A análise quantitativa dos ensaios demonstra que, embora o sistema esteja funcional e dentro dos limites normativos, há fatores que impactam diretamente seu desempenho energético. A queda de V_{oc} , embora pequena, sugere perdas térmicas e resistivas; a variação de corrente confirma o impacto severo do sombreamento; e a elevada resistência de isolamento indica boa integridade elétrica.

Esses resultados reforçam que o comissionamento não deve ser apenas uma verificação de conformidade, mas uma ferramenta diagnóstica capaz de antecipar perdas energéticas, orientar correções e otimizar a operação do sistema.

Conclusões

O comissionamento realizado no sistema fotovoltaico residencial analisado permitiu identificar inconformidades relevantes que poderiam comprometer tanto a segurança quanto o desempenho energético da instalação. A inspeção visual evidenciou ausência de identificação dos circuitos, falta de etiquetas de aviso e presença de sombreamento parcial em parte dos módulos, aspectos que, embora comuns em sistemas residenciais, impactam diretamente a operação e a manutenção.

Os ensaios de Categoria 1, conforme estabelecido pela NBR 16274:2014, demonstraram que a equipotencialização e a resistência de isolamento estavam adequadas, indicando boa integridade elétrica da instalação. Entretanto, as medições de tensão de circuito aberto apresentaram variações superiores ao limite de 5% previsto pela norma, sugerindo perdas resistivas ou influência das condições reais de operação. Já os ensaios de corrente evidenciaram o efeito crítico do sombreamento, com reduções de até 79% na corrente da *string* mais afetada.

A estimativa do impacto energético mostrou que o sombreamento parcial pode reduzir a geração diária em aproximadamente 18% a 22%, valor significativo para um sistema de pequeno porte. Esse resultado reforça a importância de avaliar cuidadosamente o posicionamento dos módulos e considerar soluções de mitigação, como rearranjo das séries, uso de otimizadores ou ajustes na estrutura de fixação.

De forma geral, o estudo demonstra que o comissionamento, mesmo quando aplicado apenas aos ensaios mínimos obrigatórios, é capaz de revelar falhas que não seriam percebidas durante a instalação. Em sistemas residenciais, onde o comissionamento é frequentemente negligenciado, sua aplicação se mostra ainda mais relevante, contribuindo para maior confiabilidade, segurança e eficiência energética.

Como trabalhos futuros, recomenda-se a realização de ensaios de Categoria 2, como termografia e curva I-V, além de monitoramento da geração ao longo de diferentes períodos do ano, permitindo validar as estimativas de perdas e aprofundar a análise do comportamento do sistema em operação real.

Referências

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16274:2014 – comissionamento de instalações elétricas: procedimento. Rio de Janeiro: ABNT, 2014.

DAVID, W. S. Comissionamento classe 1 de usinas fotovoltaicas: procedimento e estudo de caso em Divinópolis-MG e Lagoa da Prata-MG, Uberlândia - MG, 17 Maio 2023.

DUMA, V. Comissionamento de sistema fotovoltaico de 4,7 MWp, Florianópolis - SC, 14 Março 2025. 138 p

LIMA, R. M. D. Sistema de Gestão de Comissionamento de Instalações Fotovoltaicas: levantamento de requisitos e caracterização de ensaio, Brasília - DF, 18 Maio 2021.

NASCIMENTO, D. A.; LOSCHI, H. J.; IANO, Y.; CARVALHO, S. R. M. de. Instalações de sistemas de geração solar fotovoltaica: um estudo sobre sistemas de aterramento, proteção contra surto e descargas atmosféricas. Campinas: UNICAMP, 2016.

NEVES, D. F. Comissionamento de sistemas fotovoltaicos diretamente conectados à rede, São Carlos - SP, 22 Novembro 2019.

OLIVEIRA, A. D. Abordagem de aspectos normativos da ABNT NBR 16274: 2014 para contribuição na melhoria de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica durante as etapas de projeto e execução. Fortaleza, 2018.

RODRIGUES, T. B. Comissionamento de Usinas Fotovoltaicas, Varginha - MG, 5 Dezembro 2017.

TEIXEIRA, W. M. Comissionamento de uma usina fotovoltaica de 2.026,08 kWp/1.584 kW, Uberlândia - MG, 06 Fevereiro 2023.

ZOMER, C. D. Método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas solares fotovoltaicos integrados em edificações, Florianópolis, 2014.