



Comissionamento de Sistemas de Geração em Regiões Remotas

MANUAL DE BOAS PRÁTICAS

Eletrificação Rural Sustentável e o
Uso das Fontes Renováveis de Energia

Volume 1







Comissionamento de Sistemas de Geração em Regiões Remotas



Comissionamento de Sistemas de Geração em Regiões Remotas

MANUAL DE BOAS PRÁTICAS

1ª Edição

Coletânea: Eletrificação Rural Sustentável e o
Uso das Fontes Renováveis de Energia

Volume 1

Rio de Janeiro . 2015



Copyright © 2015 Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras
Rua do Ouvidor, 107/ 11º andar - Centro
CEP 20.040-031 - Centro - Rio de Janeiro . RJ
gpc@eletrobras.com
biblioteca@eletrobras.com

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras
Diretoria de Geração - DG
Superintendência de Gestão de Programas Setoriais - GP
Departamento de Coordenação de Programas Setoriais - GPC
Divisão de Estudos Técnicos de Projetos Setoriais - GPCE

Projeto de Cooperação Técnica - BRA/IICA/09/001

Créditos

Supervisor

Alex Artigiani Neves Lima

Seleção, Organização e Revisão Técnica das Informações

Divisão de Estudos Técnicos de Projetos Setoriais Eletrobras:

Alex Artigiani Neves Lima

Cláudio Monteiro Lima de Carvalho

Eduardo Luís de Paula Borges

Israel Wallysson Freitas da Silva

Marcello Soares Rocha

Thales Terrola e Lopes

Texto Original

Werner Klaus - Consultor IICA

Apoio - Revisão Técnica

Rodrigo Pizetti Martins - Consultor IICA

Ronaldo Flora Coelho - Consultor IICA

Ilustrações

Yuri Moraes da Silva Soares e Herika Nogueira

Foto Capa

Miniusina fotovoltaica da comunidade de Sobrado

Novo Airão - AM

Israel Wallysson Freitas da Silva

Copidesque e Revisão ... Projeto Gráfico e Editoração

Herika Corrêa Nogueira - Consultora IICA

Todos os direitos reservados.

Partes deste livro podem ser reproduzidas, desde que previamente autorizado e com citação da fonte.

www.eletrobras.com

www.iica.org.br

C733

Comissionamento de sistemas de geração em regiões remotas / Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras). Divisão de estudos técnicos de projetos setoriais. - Rio de Janeiro: Eletrobras, 2015.

Volume 1: Eletrificação rural sustentável e o uso das fontes renováveis de energia.

ISBN 978-85-87083-52-4

1. Eletrificação Rural - Brasil.
2. Especificação técnica. I. Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras). II. Título.

CDD 621.393

Agradecimentos

“O avanço da universalização do serviço público de energia elétrica é uma realidade, que beneficia milhões de pessoas, graças ao empenho e dedicação de profissionais do setor elétrico que trabalham para o desenvolvimento do nosso país”.

*Celson Frederico Corrêa Santos
Diretor Nacional do Projeto de Cooperação Técnica
BRA/IICA/09/01*

Ao Dr. Valter Luiz Cardeal de Souza, Diretor de Geração da Eletrobras e representante do Presidente da Eletrobras no Comitê Diretivo do Programa Executivo que acreditou e implementou o Projeto de Cooperação Técnica (PCT) intitulado “Acesso e uso da energia elétrica como fator de desenvolvimento de comunidades do meio rural brasileiro”, celebrado entre a Eletrobras e o Instituto Interamericano de Cooperação para a Agricultura IICA, cujos produtos são inconteste quanto aos níveis técnicos e aplicabilidade, como este livro, para o apoio às distribuidoras na desafiante tarefa de universalizar o acesso ao serviço público de energia elétrica em nosso país, em especial para superar o desafio de levar o acesso à energia elétrica às comunidades em localidades remotas.

Ao consultor Werner Klaus, autor do material base desta obra, e ao supervisor do projeto de elaboração deste Manual de Boas Práticas, Engenheiro Alex Artigiani Neves Lima, e toda equipe da Divisão de Estudos Técnicos de Projetos Setoriais GPCE da Eletrobras, que de forma direta ou indireta participaram desta conquista.



Sumário

Prefácio	13
Introdução	19
Capítulo 1 . Especificações Técnicas	
. Os Sistemas de Geração em Regiões Remotas	25
. Especificações Técnicas do Termo de Referência	27
. Escopo de Fornecimento e Serviço	28
. Descrição das Condições do Local	28
. Requisitos Gerais	30
. Qualificação da Contratada	30
. Qualificação da Equipe da Contratada	31
. Serviços de Engenharia	32
. Conformidade do Projeto com as Normas Técnicas Relevantes	33
. Principais Equipamentos do Sistema	34
. Construção Civil e Montagem Mecânica	43
. Instalação Elétrica	46
. Segurança	49
Capítulo 2 . Preparação para o Comissionamento	
. Procedimentos iniciais para o Comissionamento	53
. Padrão de Procedimentos para o Comissionamento	54
. Precondicionantes para o Comissionamento	55
. Requisitos Contratuais do Comissionamento	56
. Responsabilidades Durante o Comissionamento	57
Capítulo 3 . Inspeção Visual	
. A Inspeção Visual	61
. Critérios Gerais para um Bom Acabamento	62
. A Miniusina - Geral	64

. Documentação e Outros	65
. Abrigo	66
. Arranjo Fotovoltaico	70
. Banco de Baterias	73
. Quadro Elétrico, Instalação Elétrica e Conexão com a Rede	75
. Geração Térmica	77
. Rede de Distribuição	81
. Modelo de <i>Checklist</i>	82

Capítulo 4 . Testes Funcionais Específicos

. Os Testes Funcionais Específicos	87
. Arranjo Fotovoltaico	88
. Inversor Fotovoltaico	106
. Inversor Formador de Rede	107
. Banco de Bateria	108
. Geração Térmica	109
. Rede de Distribuição	110
. Sistema de Controle e Monitoramento	111
. Avaliação do Desempenho de Geração da Miniusina	112

Capítulo 5 . Documentos Finais

. Para Finalizar o Comissionamento	119
. Lista de Pendências e Certificação da Aceitação	120
. Requisitos Mínimos da Documentação Final	121

Anexos

. Anexo I - Banco de Baterias	126
. Anexo II - Fatores de Ajuste Sazonal	127





Escola no Seringal Iracema - Xapuri - Acre
Crédito: Jorge Luis Pires Coelho



Prefácio



A Universalização do Serviço de Energia Elétrica no Brasil

O atendimento com energia elétrica apresenta atualmente uma taxa de universalização bastante expressiva, superior a 99% da população, principalmente quando consideradas as dimensões continentais do país. Esse número só foi possível graças ao significativo avanço da eletrificação no meio rural brasileiro nos últimos 16 anos, uma vez que podemos afirmar que esse serviço no meio urbano já pode ser considerado universalizado.

Atribuímos esse avanço da eletrificação rural, basicamente, aos recentes programas do Governo Federal, como o Programa Nacional de Eletrificação Rural - Luz no Campo e o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para Todos, instituídos com o viés principal da garantia da modicidade tarifária.

O Programa Luz no Campo foi instituído por Decreto do Executivo, de 02 de dezembro 1999, com o objetivo de promover a melhoria das condições socioeconômicas das áreas rurais do Brasil, tendo por característica básica o prolongamento das redes de distribuição existentes, com a utilização de recursos oriundos de financiamento do governo federal pela Reserva Global de Reversão - RGR, complementados por recursos dos governos estaduais, dos agentes executores e dos próprios beneficiados do programa. Ao final do Programa, aproximadamente 650 mil famílias haviam sido beneficiadas.

O Programa Luz para Todos (LPT), criado com base na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e instituído pelo Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, visa acabar com a exclusão elétrica e estabelece como principais delegações a de coordenação, pelo Ministério das Minas e Energia, e de operacionalização, pela Eletrobras, sendo seu custeio oriundo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), como subvenção econômica, da Reserva Global de Reversão (RGR) ou da Caixa Econômica Federal, a título de financiamento, além de recursos dos governos estaduais envolvidos e dos agentes executores.

A Eletrobras, como responsável pela operacionalização desse Programa, detém as atribuições de avaliação técnico-orçamentária dos programas de obras, de gestão dos contratos de financiamento e de subvenção econômica, e do acompanhamento e da supervisão física e financeira dos contratos executados pelos agentes executores. Além disso, a Eletrobras tem realizado estudos sobre o desenvolvimento de modelos de gestão de eletrificação rural com fontes renováveis de energia, no âmbito da universalização, além de promover ações destinadas à geração e uso final da energia, por meio de fontes renováveis, inclusive em parceria com organismos internacionais.

Desde o seu início até o final de 2014, já foram obtidos resultados expressivos pelo Programa Luz para Todos, com atendimento de cerca de 3,2 milhões de novas ligações, beneficiando aproximadamente 15,4 milhões de habitantes em todo o país, sendo citado pelo Secretário-Geral da ONU, Ban Ki-moon, como exemplo a ser seguido pelas demais nações.

A despeito desses números, parcela expressiva de brasileiros que vivem em localidades remotas, principalmente na Região Norte, permanece sem acesso ao serviço público de energia elétrica, constituindo-se na última fronteira para a universalização desse serviço no Brasil.

O avanço da universalização do serviço de energia elétrica nessa região, por meio de extensão de redes de distribuição convencionais, não é possível em face de barreiras técnicas, econômicas e ambientais existentes, sendo necessária a busca de soluções diferenciadas com a utilização de geração descentralizada a partir de fontes renováveis de energia, com destaque para o emprego da geração solar fotovoltaica.

A implementação dessa solução diferenciada se constitui em um grande desafio para as distribuidoras de energia elétrica, pela pouca experiência que detêm nesse campo, onde ainda existem lacunas de conhecimento relativo aos aspectos tecnológicos, ao ambiente regulatório e ao modelo de gestão.

Nesse contexto, a Eletrobras celebrou com o Instituto Interamericano de Cooperação para Agricultura (IICA), organismo pertencente à Organização dos Estados Americanos (OEA), o Acordo Internacional de Cooperação Técnica - Projeto BRA/IICA/09/001 "Acesso e uso da energia elétrica como fator de desenvolvimento de comunidades do meio rural brasileiro", celebrado em 18 de março de 2009.

O Projeto de Cooperação Técnica, planejado para auxiliar o Programa Luz para Todos, impulsionando o fornecimento de energia elétrica em comunidades rurais, incluindo áreas remotas, abrange em seu escopo a criação de processos, estratégias e metodologias para o desenvolvimento de capacidades da Eletrobras, e de seus parceiros, na execução de projetos de energia elétrica com ênfase na utilização de fontes renováveis e no seu uso produtivo como vetor de desenvolvimento de comunidades rurais.

Com vistas à difusão do conhecimento gerado por estudos realizados no âmbito do Projeto de Cooperação Técnica e com o intuito de ampliar a qualificação dos trabalhadores que atuam nas distribuidoras, bem como de prestadores de serviços envolvidos na implantação de projetos de eletrificação rural com geração descentralizada a partir de fontes renováveis de energia, elaboramos o presente Manual de Boas Práticas sobre o Comissionamento de Sistemas Fotovoltaicos em localidades remotas.

Assim, esperamos que este Manual contribua para o aperfeiçoamento técnico dos colaboradores das distribuidoras de energia e elétrica, na mesma medida em que possa contribuir para o avanço da universalização do serviço de energia elétrica em áreas remotas.

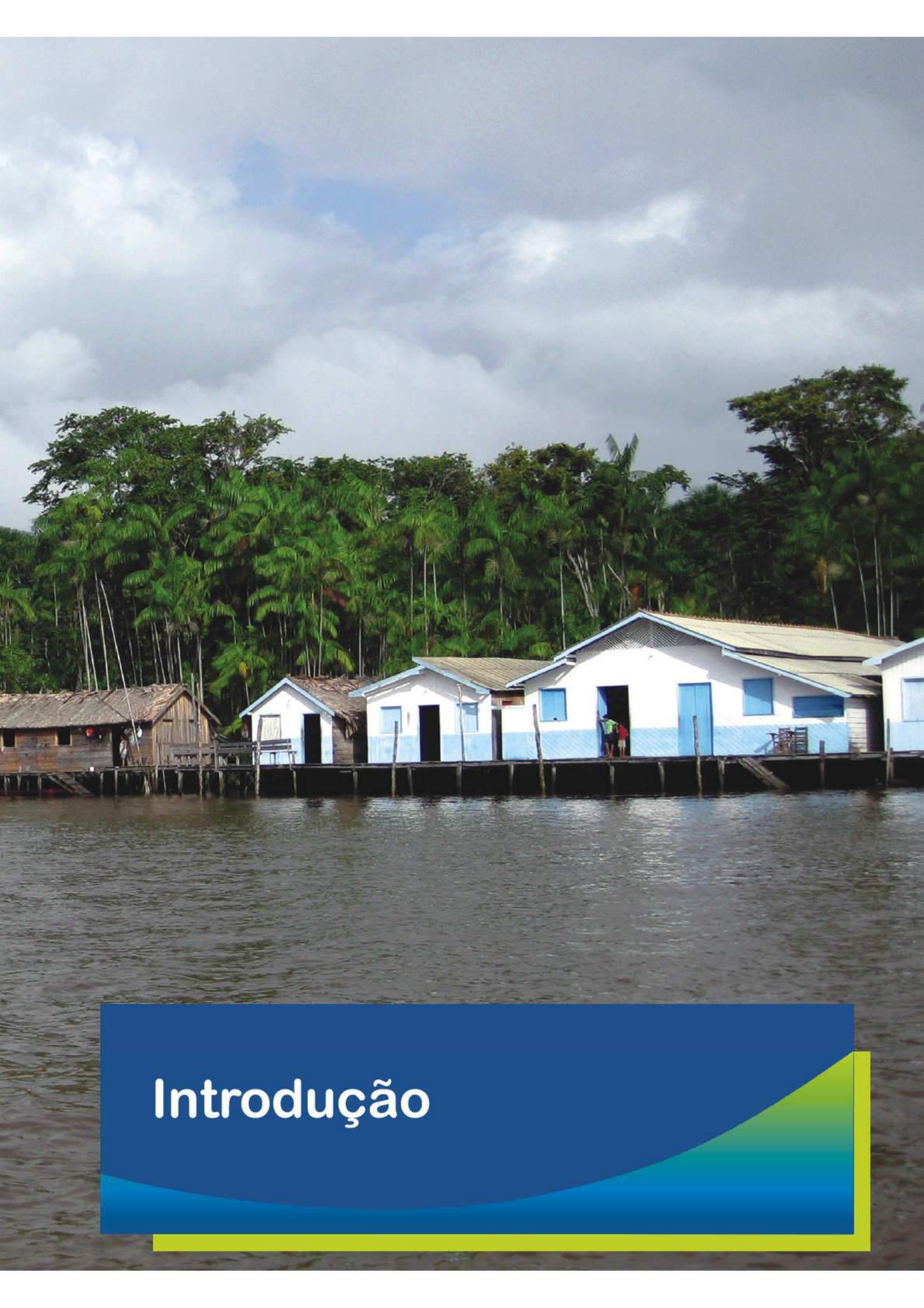
Celson Frederico Corrêa Santos

Diretor Nacional do Projeto de Cooperação Técnica BRA/IICA/09/01





Comunidade ribeirinha . Ilha de Araras . Curralinho . PA
Crédito: Bruno Spada



Introdução



O Comissionamento de Sistemas de Geração em Regiões Remotas

Dentre as etapas de implantação de um projeto para sistemas fotovoltaicos, o comissionamento pode ser considerado uma das mais importantes. É o momento em que a obra é inspecionada e testada com o objetivo de avaliar sua conformidade com o projeto executivo e se seu desempenho atende às garantias técnicas que foram estabelecidas em contrato. Durante essa etapa, a contratante¹ pode certificar se os sistemas e componentes da miniusina foram projetados, instalados e testados de acordo com as necessidades e requisitos operacionais estabelecidos.

O comissionamento consiste em um conjunto de técnicas e procedimentos úteis para verificação, inspeção e teste de cada componente da usina, bem como de seu desempenho global.

Essa etapa do projeto marca o início da transferência de responsabilidades e riscos sobre a obra, da contratada² para a contratante, e o início do período de garantia. Essa transferência de responsabilidades deve ocorrer de maneira planejada, ordenada e propiciar segurança à contratante, garantindo o pleno desempenho, confiabilidade e rastreabilidade de informações sobre a miniusina como um todo.

Os benefícios de um comissionamento bem realizado e documentado asseguram à contratante que a miniusina tenha uma operação adequada e o desempenho esperado ao longo de sua vida útil, mitigando problemas oriundos de instalações inadequadas, inconformidades com o projeto, entre outros, propiciando economia de recursos nas atividades de operação e manutenção.

Os desafios que devem ser superados para garantir o sucesso de obras realizadas em localidades remotas tornam a etapa do comissionamento bastante crítica para o projeto, tendo em vista uma possível elevação significativa e não prevista dos custos futuros, incorridos nas atividades de operação e manutenção, decorrentes de inconsistências e defeitos durante a instalação da miniusina.

Projetos de eletrificação em localidades remotas, com geração descentralizada solar fotovoltaica, consistem na última fronteira da universalização do serviço público de energia elétrica no Brasil. Este tipo de projeto traz consigo a necessidade da realização de um comissionamento bastante criterioso, principalmente se considerarmos um horizonte de operação de 25 anos, vida útil esperada para esse tipo de empreendimento.

Apesar de ser uma tecnologia madura e amplamente utilizada em diversos países, a implantação de sistemas de geração descentralizada de pequeno porte para o atendimento coletivo em localidades remotas, com a utilização da tecnologia fotovoltaica, ainda é incipiente no Brasil, persistindo uma lacuna no conhecimento técnico sobre as diversas etapas envolvidas em sua implantação e operação.

¹ Contratante - Neste caso, é denominada contratante a distribuidora de energia elétrica que contrata uma empresa ou uma prestadora de serviços, mediante assinatura de contrato bilateral, para a execução de um objeto específico.

² Contratada - Neste caso, é denominada contratada a empresa ou prestadora de serviços que se contratou, mediante assinatura de contrato bilateral, para a execução de um objeto específico.

Este Manual de Boas Práticas busca atenuar essa lacuna, apresentando importantes conceitos sobre a etapa do comissionamento de miniusinas ou Microsistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica - MIGDIs³, puramente fotovoltaicos ou híbridos (fotovoltaico-diesel). Embora o foco deste Manual seja sistemas tipo MIGDI, muitas das recomendações aqui contidas podem ser aplicadas para sistemas tipo SIGFI - Sistemas Individuais de Geração por Fontes Intermitentes⁴.

Para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, a ABNT recentemente elaborou a Norma NBR 16274:2014 “Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para a documentação e ensaios”, seguindo em grande parte a Norma IEC 62446:2009 “*Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection*”, em vigor desde abril de 2014. Essa norma é aplicável, em grande parte, para o comissionamento de sistemas fotovoltaicos não conectados à rede e foi utilizada como referência para a elaboração de grande parte do texto constante neste Manual.

O Capítulo 1 aborda as especificações técnicas dos sistemas tipo MIGDI e os requisitos gerais exigidos para a execução de um comissionamento bem-sucedido, como a qualificação da empresa e da equipe, principais equipamentos, obra civil e montagem mecânica, instalação elétrica, segurança, entre outros aspectos. Tais especificações buscam aderência aos padrões adequados de engenharia e requisitos, visando propiciar o uso dos recursos de forma eficiente.

Uma vez expostos todos os requisitos para as especificações técnicas adequadas à obra, o Capítulo 2 apresenta os procedimentos iniciais para a realização do comissionamento. Nele são abordados os requisitos contratuais do comissionamento, as responsabilidades das partes e demais condicionantes.

A inspeção visual e os testes funcionais específicos são apresentados em capítulos próprios e merecem destaque neste Manual, por serem considerados de relevante importância para a realização bem-sucedida do comissionamento.

A inspeção visual é delineada no Capítulo 3. Essa fase do comissionamento busca detectar se os equipamentos e materiais instalados no empreendimento estão em conformidade com o projeto executivo, além de verificar detalhes proeminentes da instalação que possam vir a impactar negativamente na vida útil dos componentes da miniusina, afetando seu desempenho futuro. O capítulo apresenta os critérios gerais para um bom acabamento da obra, traz em detalhe todos os componentes da miniusina a serem verificados, como o arranjo fotovoltaico, o banco de baterias, o quadro elétrico, a instalação elétrica e sua conexão com a rede, a geração térmica (quando houver) e a rede de distribuição. Oferece também um modelo de *checklist* para ser aplicado em apoio à inspeção visual.

Os testes funcionais específicos estão descritos no Capítulo 4, orientando sobre como verificar se a operação da miniusina está em conformidade com o projeto executivo.

Para finalizar o comissionamento, o Capítulo 5 apresenta os requisitos mínimos que devem compor a documentação a ser elaborada pela contratada, relatando à contratante o desenvolvimento dos trabalhos e o reconhecimento das pendências. Uma adequada documentação do comissionamento é fundamental para apoiar as equipes que realizarão as futuras atividades de operação e manutenção nas miniusinas, propiciando acompanhar periodicamente seu desempenho através da rastreabilidade das informações.

³ MIGDI - Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica com potência instalada total de geração de até 100 kW (segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 493/2012).

⁴ SIGFI - Sistema de Geração de Energia Elétrica utilizado para o atendimento de uma única unidade consumidora, cujo fornecimento se dê, exclusivamente, por meio de fonte de energia intermitente (segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 493/2012).





Interior da miniusina - Sala de Inversores . Currálinho . PA
Crédito: Bruno Spada



Capítulo 1

Especificações Técnicas



Os Sistemas de Geração em Regiões Remotas

O suprimento de energia elétrica às populações das localidades remotas da região amazônica, através de geração descentralizada, constitui o maior desafio e a última fronteira para o Programa de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica no Brasil - Programa Luz para Todos.

Esse desafio se deve ao fato de tais localidades serem caracterizadas por áreas enormes, com baixa densidade demográfica, grande dispersão populacional, ausência de economias de escala e logística diferenciada e complexa.

Tradicionalmente, o atendimento das localidades remotas tem sido realizado única e exclusivamente por geração a diesel. Contudo, essa tecnologia apresenta alto custo de geração, logística complexa para fornecimento do diesel, além de ser extremamente poluente. Também se adiciona o fato de a geração a diesel não conseguir cobrir todas as localidades remotas da região amazônica e não garantir a continuidade no fornecimento da energia elétrica, uma vez que essa continuidade depende do armazenamento do combustível nessas localidades.

Essas características das localidades remotas tornam imperativa a busca por soluções energéticas inovadoras, através da aplicação de tecnologias de geração que propiciem baixo custo de operação e manutenção, comparativamente à geração a diesel tradicionalmente aplicada.

Dentre as tecnologias alternativas existentes, por ser madura e dadas a sua robustez e confiabilidade, baixo custo de operação, manutenção e modularidade, os sistemas fotovoltaicos ou híbridos (fotovoltaico e diesel) mostram-se viáveis para tal aplicação.

De acordo com o grau de agrupamento das residências em cada comunidade remota, o atendimento poderá ser efetuado de forma individual, utilizando um sistema de geração por residência, de forma coletiva, com um sistema de geração descentralizada atendendo um conjunto de residências, ou utilizando ambas as formas.

Os procedimentos e as condições de fornecimento de energia elétrica em regiões isoladas e localidades remotas, por meio de fontes intermitentes de geração de energia elétrica, foram determinados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através da Resolução Normativa nº 493/2012.

Assim, ficou definido que o atendimento às localidades remotas dar-se-á pelo uso do Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente - SIGFI ou do Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica - MIGDI.

A escolha do atendimento por intermédio dos sistemas SIGFI ou MIGDI deve levar em consideração o número de unidades consumidoras em uma comunidade e a distância entre elas.

O objetivo principal deste Manual de Boas Práticas é abordar sobre o comissionamento dos sistemas tipo MIGDI, embora muitas das recomendações apresentadas neste documento possam também ser adotadas para os sistemas tipo SIGFI.

A Figura 0-1 ilustra um diagrama elétrico esquemático de um sistema tipo MIGDI, caracterizado como um sistema de geração híbrido (fotovoltaico-diesel), e da rede de distribuição associada para o atendimento das cargas da comunidade/localidade remota.

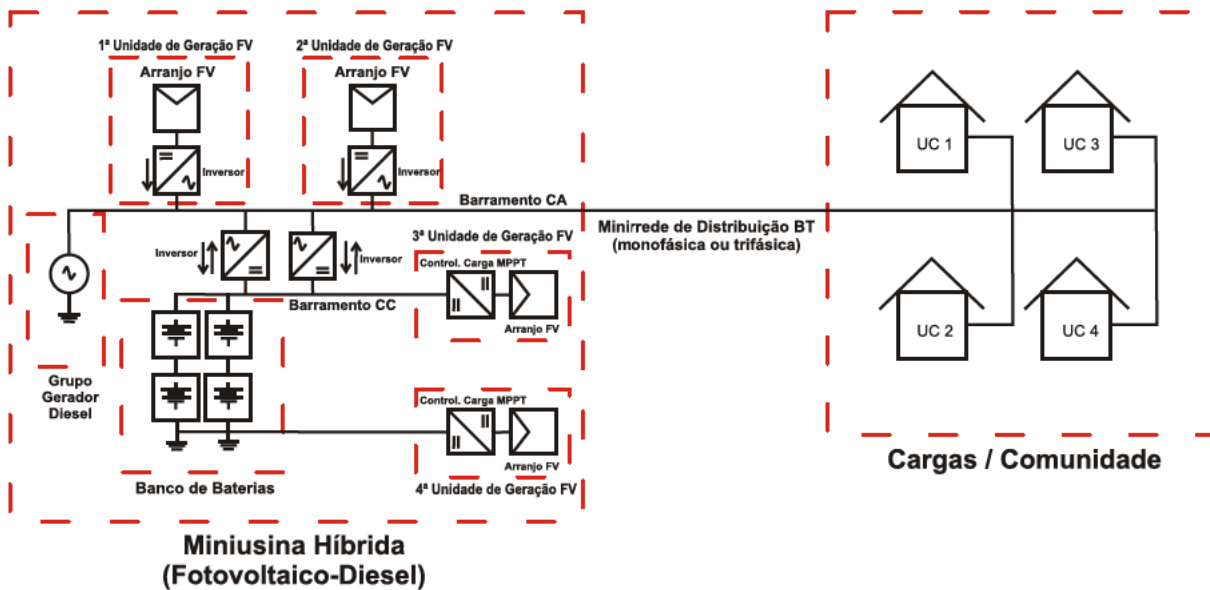


Figura 0-1: Sistemas de geração MIGDI.

Entre os sistemas tipo MIGDI, aqueles puramente fotovoltaicos encontram grande aplicação para o atendimento às regiões remotas, podendo predominar nesse tipo de atendimento, já que se baseiam no emprego do recurso energético mais abundante no país: a luz solar. No caso de MIGDIs de maior porte é possível instalar sistemas híbridos (fotovoltaico-diesel), a fim de reduzir a quantidade de baterias a serem instaladas no sistema e a dependência da intermitência do recurso solar. É importante, nesse caso, realizar um estudo econômico adicional para comprovar que essa solução oferece a melhor relação custo / benefício, considerando o horizonte de operação da miniusina.

Na adoção dos sistemas MIGDI, ou SIGFI, é essencial que as distribuidoras de energia elétrica atentem ao cumprimento, por parte da contratada, das especificações técnicas e demais requisitos para o comissionamento, com o propósito de garantir excelência no suprimento de energia elétrica às comunidades localizadas em área remotas.

Especificações Técnicas do Termo de Referência

Para viabilizar projetos através dos sistemas MIGDI ou SIGFI de forma eficiente, em tempo hábil e com nível de qualidade aceitável, as distribuidoras devem observar os requisitos estabelecidos pelas especificações técnicas para o projeto a ser apresentado pela contratada.

As especificações técnicas buscam aderência aos padrões adequados de engenharia e requisitos que propiciem o uso dos recursos de forma eficiente, criando uma infraestrutura robusta, que atenda à demanda das comunidades em localidades remotas e que esteja adaptada às condições dessas áreas. Para o sistema MIGDI, recomendamos que as especificações técnicas do termo de referência⁵ da contratação do serviço de engenharia contenham os seguintes itens:

- Introdução / Informação Geral
- Escopo de Fornecimento e Serviço
- Descrição das Condições do Local
- Requisitos Gerais:
 - Obras Civis · Montagem Mecânica · Montagem Elétrica · Sistema de Monitoramento
- Requisitos Específicos:
 - Estudos, Projetos e Documentos · Obras Civis · Montagem Mecânica · Montagem Elétrica
 - Sistema de Monitoramento · Garantias de Desempenho
 - Comissionamento e Testes:
 - Treinamentos · Procedimentos da Aceitação Provisória · Aceitação Final
 - Serviço de Operação e Manutenção (Manual de O&M):
 - Operação Assistida · Monitoramento Remoto
- Informações Complementares:
 - Plantas · Anexos
- Formulários:
 - Apresentação da Proposta Técnica · Apresentação da Proposta Financeira
- Procedimentos Básicos de Comissionamento
- Garantias de Desempenho para Cada Subsistema de Geração:
 - Geração de Energia Renovável · Potências dos Subsistemas
 - Eficiência Mínima do Subsistema Inversor-bateria
 - Resistência à Ciclagem da Bateria · Eficiência de Consumo Específico Total
- Procedimentos de Verificação da Operação:
 - Descrição dos Testes e Medições · Fórmula de Correção
- Critérios de Aceitação, Rejeição, Melhoria ou Conserto de Problemas.

⁵ Termo de Referência - É um documento no qual uma instituição contratante estabelece os termos pelos quais um serviço deve ser prestado ou um produto deve ser entregue por potenciais contratados. Precede a assinatura do contrato e informa potenciais contratados sobre as especificações do serviço ou produto. Quando o contrato é celebrado, o termo de referência se torna parte integrante do contrato

Nos próximos tópicos apresentamos, em detalhe, as especificações técnicas dos itens considerados mais importantes para a realização bem-sucedida do comissionamento de um sistema de geração MIGDI ou SIGFI.

Escopo de Fornecimento e Serviço

A contratada deve apresentar a descrição do escopo de fornecimento e de serviços a serem realizados.

A listagem para um fornecimento tipo *turn-key*, ou empreitada total, deve ser composta dos seguintes itens:

- Engenharia executiva e estudos;
- Gerência do projeto e supervisão da obra;
- Licenças para a obra, canteiro de obras e segurança;
- Aquisição e fornecimento de equipamento e materiais;
- Logística e transporte;
- Máquinas e ferramentas para a realização dos serviços;
- Montagem mecânica;
- Instalação elétrica;
- Testes de aceitação em fábrica, em laboratório e no local;
- Fornecimento de peças de reposição, sobressalentes e ferramentas especializadas;
- Documentação;
- Treinamentos;
- Comissionamento e testes de desempenho;
- Fase de garantia;
- Serviços de O&M.

Descrição das Condições do Local

É fundamental para o sucesso do projeto identificar e conhecer as características típicas do local de implantação do sistema. Assim, recomendamos que sejam observadas e apresentadas as informações detalhadas sobre a localização, planta, topografia, geologia, condições climáticas e energias renováveis.

Para a localização do projeto a contratada deve efetuar indicações dos principais pontos de cada sistema: trapiche da comunidade ribeirinha, miniusina, pontos extremos da rede e outros aspectos que julgar relevantes para o referenciamento do projeto, informando as coordenadas e o Datum⁶. É recomendado trabalhar com o sistema UTM⁷ e Datum SIRGAS 2000 ou, alternativamente, o Datum WGS 84.

Deve informar também a localização em termos administrativos, constando o nome do município, distrito e localidade, seguindo a nomenclatura do IBGE.

⁶DATUM - É um sistema de referência utilizado para o cômputo ou correlação dos resultados de um levantamento. Existem dois tipos de datums: o vertical e o horizontal. O datum vertical é uma superfície de nível utilizada no referenciamento das altitudes tomadas sobre a superfície terrestre. O datum horizontal, por sua vez, é utilizado no referenciamento das posições tomadas sobre a superfície terrestre. Este último é definido pelas coordenadas geográficas de um ponto inicial, pela direção da linha entre este ponto inicial e um segundo ponto especificado, e pelas duas dimensões (a e b) que definem o elipsóide utilizado para representação da superfície terrestre. (<http://www2.uefs.br/geotec/topografia/apostilas/topografia%281%29.htm>).

⁷A Universal Transversa de Mercator (UTM) - É um sistema de projeção cartográfica e corresponde a uma modificação da projeção de Mercator, no qual o cilindro secante é colocado em posição transversa. Esse sistema foi adotado pela Diretoria de Serviço Geográfico do Exército e pelo IBGE como padrão para o mapeamento sistemático do país. (<http://www.professores.uff.br/cristiane/Estudodirigido/Cartografia.htm>).

A declinação magnética, ou seja, a diferença entre o norte magnético e geográfico, com a data de referência, também deve ser informada. Essas informações podem ser obtidas no *site*: <http://extranet.on.br/jlkm/magdec/index.html>.

A planta com a localização da comunidade deve conter a delimitação do terreno, indicar os pontos geográficos das unidades consumidoras, da miniusina, do trajeto da rede, da infraestrutura viária (estradas, picadas, caminhos) ou fluvial e demais informações que se fizerem necessárias.

As licenças, permissões e alvarás são de responsabilidade da contratada.

Para uma completa informação sobre a descrição do local, recomendamos que sejam apresentados o mapa topográfico do local, com as curvas de nível, e as informações sobre a declividade do local proposto para a usina e para o trajeto da rede elétrica.

Também é importante ter conhecimento sobre a composição do solo em que a miniusina será implantada. Informações básicas da caracterização geotécnica e eventuais riscos geotécnicos devem ser apresentados, como: cobertura vegetal existente, tipo de solo, geológico e geomorfológico, propriedades geomecânicas, propriedades hidráulicas, hidrogeologia do local e indicação sobre a erodibilidade do solo.

Para informar sobre as condições climáticas do local, a contratada deve apresentar as informações dispostas no quadro abaixo:

Parâmetro	Valor
Temperatura do ar.	Mínima, média, máxima. Indicar eventual sazonalidade.
Precipitação.	Mínima de mm/mês. Máxima de mm/mês. Máxima de mm/15min.
Chuva de granizo.	Indicar ocorrência e severidade.
Vento.	Velocidade do vento em m/s para o projeto estrutural conforme definido nas normas relevantes.
Umidade relativa do ar.	Mínima, média, máxima. Indicar ocorrência de condensação e a frequência.
Nível fluvial (quota do rio, caso houver).	Mínima, média, máxima. Indicar eventual sazonalidade.
Potencial corrosivo da atmosfera.	Conforme Norma ISO 12 944 ⁸ para dimensionamento das proteções anticorrosivas. Indicar a classe de agressividade corrosiva do ambiente.
Eventos climáticos extremos.	Indicar a ocorrência e a frequência.

O projeto deve conter informações sobre os parâmetros climáticos relacionados ao recurso de energia renovável, com pelo menos um ano de medições, de forma a se obter os valores médios mensais e anuais de irradiação, temperatura ambiente e velocidade do vento. Como exemplo, segue sugestão na Tabela 0-1:

Mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	ANO
I_{HOR} [kWh/dia m ²]													
I_{INCL} [kWh/dia m ²]													
T_{AMB} [°C]													
V_{VENTO} [m/s]													

Tabela 0-1: Recurso solar disponível no local.

Legenda:

I_{HOR} = Incidência de irradiação global no plano horizontal, valor diário médio mensal.

I_{INCL} = Incidência de irradiação global no inclinado (do módulo fotovoltaico), valor diário médio mensal.

T_{AMB} = Temperatura do ar ambiente, valor médio mensal.

V_{VENTO} = Velocidade média do vento medida a uma altura de 10 m.

Além dos dados listados, o projeto deve contemplar também:

- Irradiação solar considerada para o projeto no pior mês do ano [kWh/ m² dia];
- Irradiação solar média considerada para o projeto [kWh/ m² dia];
- Fonte de dados primários, como a base de dados contida em atlas solarimétricos;
- Caso seja preparado um Ano Meteorológico Típico (TMY), o arquivo TMY deve ser disponibilizado em meio magnético.

Requisitos Gerais

Como requisitos gerais, devem ser definidos todos os detalhes referentes ao fornecimento de insumos ao projeto, à prestação de serviços e à execução da obra a ser realizada. Deve incluir referência às normas gerais relacionadas ao ramo da atividade e do projeto e também às normas técnicas da contratante, que sejam relevantes ao projeto.

Qualificação da Contratada

Recomendamos averiguar a qualificação da contratada, certificando-se de sua capacidade técnica e experiência para o desenvolvimento e conclusão do projeto. Para isso, a contratante deve exigir da contratada a apresentação das seguintes qualificações:

Ter experiência na implantação de projetos de geração em áreas remotas, na modalidade *turn-key*.

Ter experiência na construção e comissionamento de Usinas Solares Fotovoltaicas.

Ter atuado como contratada principal na implantação de projetos de geração em áreas remotas.

No caso de projetos híbridos, ter experiência como contratada principal na construção e comissionamento de Usinas Termoelétricas a Diesel.

Caso o projeto venha a ser realizado na região amazônica, recomendamos que a contratante exija da contratada experiência comprovada de atuação na implantação de projetos de geração na citada região.

A apresentação dos documentos de comprovação da qualificação, com exposição das experiências, deve ser feita em uma folha de referência, indicando detalhes dos projetos executados, como:

- A localização do projeto (coordenadas geográficas);
- A capacidade de geração instalada;
- Principais equipamentos componentes da planta e seus fabricantes, modelos e tipos;
- Os detalhes do contrato referente aos serviços prestados e o escopo de serviço;
- Dados de contato dos contratantes anteriores.

Qualificação da Equipe da Contratada

A contratada deve possuir em seu quadro de profissionais engenheiros de diferentes formações, pessoal de nível técnico e equipe de apoio em campo com formação básica e registro atualizado em seu órgão de classe (CREA), quando couber.

Para o pessoal de nível fundamental recomendamos que a contratada possua pessoal com formação profissionalizante, de acordo com as áreas de atuação essenciais ao projeto.

A equipe de nível técnico deve ser composta por profissionais com formação em mecânica eletrotécnica ou eletroeletrônica, em edificações e em segurança do trabalho.

A contratada deve comprovar que possui profissionais qualificados em seu quadro de engenharia, capacitados para executar as melhores práticas e concretizar o projeto.

Recomendamos que a equipe de engenheiros da empresa contratada atenda as seguintes características e requisitos:

Gerente de Projeto:

- Formação em engenharia;
- Experiência comprovada na implantação de projetos de usinas de geração de energia e, por acervo CREA, em pelo menos um projeto de implantação em área remota;
- Experiência com projetos em áreas remotas.

Engenheiro Civil:

- Experiência comprovada no projeto de plantas de geração de energia;
- Experiência comprovada, por acervo CREA, com fundações de plantas de geração;
- Experiências em projetos de estruturas metálicas.

Engenheiro Eletricista com Experiência em Projetos de Usina Solar Fotovoltaica:

- Experiência comprovada na elaboração de projetos executivos de Usina Solar Fotovoltaica;
- Experiência em projetos de geração com potência instalada equivalente ao projeto em questão;
- Experiência com plantas cuja rede é formada por inversores de bateria.

Engenheiro Eletricista de Projetos de Baixa e Média Tensão:

- Experiência comprovada por acervo CREA em projetos de instalações de baixa tensão em edifícios, subestações de geração distribuída e demais instalações elétricas de média tensão.

Engenheiro Eletricista ou Eletrônico:

- Experiência em controle, automação e telemetria;
- Experiência comprovada por acervo CREA em sistemas de monitoramento de plantas de geração;
- Experiência com telemetria e controle remoto de unidades de geração ou de subestações.

Engenheiro Mecânico - para sistemas híbridos com diesel:

- Experiência comprovada por acervo CREA em projetos de usinas térmicas com geração por motores Diesel.

Gerente de Obra - Engenheiro Eletricista, Civil, Mecânico ou de Produção:

- Experiência comprovada por acervo CREA no gerenciamento de projetos de usinas de geração de energia.

Engenheiro Civil Supervisor de Obra:

- Experiência comprovada por acervo CREA na supervisão de construção de estruturas metálicas e de usinas de energia.

Engenheiro Eletricista Supervisor de Obra:

- Experiência comprovada por acervo CREA na supervisão de construção de instalações elétricas em plantas de geração ou subestações.

Engenheiro Ambiental:

- Experiência por acervo CREA em licenciamento ambiental de projetos de geração ou distribuição de energia;
- Experiência na supervisão de obras de plantas de geração.

Pode haver acúmulo de exercício de funções por um mesmo profissional, desde que comprovadas as experiências e capacitações específicas para cada função.

Serviços de Engenharia

Os serviços de engenharia prestados pela contratada devem promover a uniformidade das ações de base para a implantação dos sistemas, ficando ela responsável pela preparação e apresentação do projeto executivo e das licenças, permissões e alvarás necessários.

Os projetos e desenhos devem ser preparados por projetistas e engenheiros qualificados, que atendam as especificações mínimas exigidas e tenham experiência nas áreas relevantes.

Os projetistas e engenheiros da contratada devem estar disponíveis para participar das discussões com o representante da contratante sempre que requisitados, até o fim do período de garantia previsto no contrato.

Integrados aos serviços de engenharia, a contratada deve realizar os cálculos e estudos de todas as etapas do projeto, incluindo, mas não limitados a:

- Visita ao local de implantação da usina, após o início dos serviços, para inspecionar a área e completar a base de informações do projeto. O gestor do projeto deverá participar da visita;

- Estudos e análises detalhadas do local, apresentando informações como: a atualização do levantamento dos pontos de consumo e da classificação dos consumidores, o levantamento topográfico e marcação dos terrenos e pontos de construção, o estudo e análise geotécnica;
- Cálculos estruturais necessários para todas as estruturas civis e a estrutura de montagem dos módulos da Usina Solar Fotovoltaica;
- Estudos detalhados para proteção contra corrosão e resistência a intempéries;
- Estudos de projeto detalhado do sistema de drenagem, quando necessário;
- Estudos para avaliar as necessidades de ventilação natural ou forçada;
- Estudos sobre o fluxo de carga na rede de distribuição e estudos de curto-circuito;
- Configuração definitiva da miniusina e dimensionamento dos geradores e sistemas de acumulação, e também da rede de distribuição;
- Cálculos de dimensionamento dos condutores e lista de condutores e cabos;
- Estudos de perdas elétricas;
- Estudos de coordenação de proteção para todo o sistema MIGDI e do sistema de distribuição associado, para coordenar o sistema de proteção, determinando a sensibilidade de disjuntores, características de fusíveis e os parâmetros de eventuais reles programáveis;
- Estudos e cálculos para o sistema de proteção contra descarga atmosférica (SPDA);
- Projeto detalhado do sistema de monitoramento.

A contratada deve obter e apresentar todas as licenças e permissões necessárias para a construção e operação dos sistemas em questão, como:

- Aprovação do projeto pelo órgão municipal responsável (arquitetônico, civil, segurança, incêndio, etc.);
- Licenças ambientais de instalação e operação;
- Alvarás para a construção;
- Registros da obra nas instituições/autoridades competentes;
- Registros no CREA.

Conformidade do Projeto com as Normas Técnicas Relevantes

O projeto deve obedecer as seguintes normas relevantes para sistemas fotovoltaicos e sistemas isolados:

- **IEC/TS 62548:2013** “*Photovoltaic (PV) arrays - Design requirements*” indicando os principais requisitos para projetos fotovoltaicos.
- **ABNT NBR 16274:2014** “Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho” - Norma para comissionamento, com várias recomendações relevantes para o projeto.
- **ABNT NBR 5410:2004** “Instalações elétricas de baixa tensão”.
- **ABNT NBR 5419:2005** “Sistema de proteção contra descargas atmosféricas”.
- **ABNT NBR 6123:2013** “Forças devidas ao vento em edificações”.

Principais Equipamentos do Sistema

Módulos Fotovoltaicos

Considerando as tecnologias de módulos fotovoltaicos mais amplamente empregadas, destacam-se os módulos de silício cristalino (mono cristalinos e poli cristalinos) e de filmes finos. Nesse item focaremos a análise dos módulos de silício cristalino (c-SI) dado o seu domínio comercial, com participação de 90% no mercado mundial de módulos fotovoltaicos no ano de 2014, de acordo com o relatório do *International Energy Agency - IEA/2014*.

Para o completo funcionamento do sistema, os módulos fotovoltaicos de silício cristalino devem atender aos requisitos gerais. São eles:

Descrição	Requisito
Características dos Módulos Fotovoltaicos	
Tipo da célula.	Poli ou mono cristalino.
Eficiência mínima do módulo.	≥ 13%.
Tensão máxima suportável do sistema de módulos.	≥ 1.000 V.
Conectores para interconectar os módulos.	MC4 ou equivalente.
Grau de proteção dos conectores.	IP67.
Diodos <i>bypass</i> .	Incorporados na caixa de conexão do módulo.
Tolerância de potência.	Inferior a ± 3%.
Garantia de Produto e Garantia de Potência	
Garantia de potência nominal (Pn) após os primeiros 10 anos.	≥ 90% de Pn.
Garantia de potência nominal (Pn) após os primeiros 25 anos.	≥ 80% de Pn.
Garantia de produto contra defeitos de fábrica.	≥ 5 anos.
Certificados e Padrões	
Módulos fotovoltaicos (FV) de silício cristalino - Qualificação de projeto e homologação.	IEC 61215.
Segurança de módulos fotovoltaicos (FV) classe II - qualificação.	IEC 61730.
Etiqueta INMETRO, conforme Portaria INMETRO nº 004 de 04/01/2011.	Exigido.
Qualificação do Produto	
Processo de fabricação em teste de potência (teste de <i>flash</i>) rotineira (<i>in-line</i> com o processo de fabricação) em 100% da amostra. Apresentação de dados de ensaio de potência de rotina para cada módulo. Teste de <i>flash</i> (teste de potência) deve ser da classe AAA e calibrado por um módulo de referência com o reconhecimento de um laboratório com mais de 10 anos de experiência em testes de módulos e ativos em P&D relacionado ⁹ .	Critério de exclusão.

⁹ Algumas instituições que cumprem com este critério: ASU (US), Fraunhofer ISE (DE), JET, (JP), JRC, (IT), TÜV Rheinland (DE), UL (US), VDE (DE),

Descrição	Requisito
Documentação	
Especificações técnicas detalhadas.	Exigido.
Manual de instalação do módulo.	Exigido.
Dados dos ensaios de potência na fábrica (ensaios de rotina) para cada módulo (<i>flash test report</i>).	Exigido.
Certificações padrões IEC 61215 e IEC 61730.	Exigido.
Termo de garantia do fabricante e do fornecedor.	Exigido.
Critérios de Aceitação	
Dados do teste rotineiro de potência do fabricante (<i>flash test</i>) devem confirmar que todos os módulos entregues possuem uma potência MPP.	Dentro da faixa de tolerância especificada.
Potência total dos módulos (soma dos relatórios <i>flash test</i>) entregues.	\geq número de módulos x potência nominal.
Inspeção visual executada em uma amostra de módulos de acordo com a cláusula 10.1 da Norma IEC 61215.	Livre de defeitos, danos ou anormalidades.
Teste de potência do arranjo por ensaio de curva I-V em campo.	Potência \geq 95% da potência nominal do arranjo.
Identificação de <i>hot spots</i> por varredura com termovisor.	Livre de <i>hot spots</i> .
Módulos amarelados, do EVA ou do <i>backsheet</i> , por exemplo, durante a fase de garantia do fabricante devem atender ao requisito.	Livre de filmes amarelados.

Estrutura para Montagem de Módulos

A estrutura de montagem dos módulos fotovoltaicos deve seguir os seguintes requisitos:

Descrição	Requisito
Estrutura	
Material resistente ou com proteção anticorrosiva.	Conforme a classe de corrosividade do ambiente.
Distância entre os módulos.	Conforme especificação do fabricante.
O módulo não deve fazer parte da estrutura, ou seja, não deve ser considerado como elemento estrutural. A estrutura deve ter contra travamento, viga, etc.	Exigido.
O projeto / montagem dos módulos deve respeitar o manual de instalação respeitando as disposições, por exemplo, sobre: <ul style="list-style-type: none"> - Inclinação mínima dos módulos; - Pontos de fixação dos módulos; - Tipo de fixação (grampos, parafusos). 	De acordo com as especificações do fabricante dos módulos.
Montagem da estrutura.	De acordo com a NR 35 - Trabalho em Altura.

Descrição	Requisito
Projeto Estrutural e Comprovante de Qualidade dos Materiais	
<p>Para o projeto estrutural da estrutura de montagem dos módulos, devem ser consideradas as seguintes ações:</p> <p>1. Ações permanentes: Peso próprio da estrutura, módulos fotovoltaicos, cabeamento.</p> <p>2. Ações variáveis: a) Sobrecarga de utilização (NBR 6120); b) Cargas devidas ao vento (NBR 6123).</p> <p>Para combinações de ações, deve-se ponderar cada uma de acordo com o tipo de combinação, as quais são fornecidas pela NBR 8681:2003.</p>	<p>Apresentar memorial do cálculo da verificação das estruturas. Deverão ser obedecidos os critérios e requisitos de segurança conforme prescrito nas normas da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas).</p>
<p>O detalhamento, fabricação e montagem das estruturas metálicas devem estar de acordo com as normas da ABNT e demais normas pertinentes.</p>	<p>Exigido.</p>
<p>Certificados de qualidade e de procedência dos materiais utilizados. Perante a falta de certificados, devem ser apresentados os resultados de ensaios para determinação das características mecânicas do material e das superfícies.</p>	<p>Exigida a apresentação.</p>
Garantia de Produto e Garantia de Potência	
<p>Garantia de fábrica da estrutura.</p>	<p>Mínimo de 5 anos.</p>
Documentação	
<p>Catálogo de informação do produto.</p>	<p>Exigido.</p>
<p>Especificação técnica detalhada, contendo lista completa de materiais empregados na estrutura com referência do código do catálogo do fabricante.</p>	<p>Exigido.</p>
<p>Manual de instalação / montagem da estrutura.</p>	<p>Exigido.</p>
<p>Termo de garantia do fornecedor.</p>	<p>Exigido.</p>

Inversor Fotovoltaico para Conexão à Rede

Os requisitos gerais para o inversor fotovoltaico são:

Descrição	Requisito
<p>Tipo de Inversor.</p>	<p>Inversor de <i>String</i>¹⁰.</p>
Características e Proteções Ambientais do Inversor	
<p>Temperatura máxima de operação sem perda de potência.</p>	<p>Mínimo de 45°C.</p>
<p>Máxima umidade relativa do ar.</p>	<p>Mínimo de 95%.</p>
<p>Tipo de proteção IP (EN 60529).</p>	<p>Mínimo IP54.</p>

¹⁰ *String* / Série Fotovoltaica - É uma fileira de módulos fotovoltaicos ligados em série.

Descrição	Requisito
Características Elétricas do Inversor	
Potência CC de entrada (do arranjo).	Potência de entrada CC compatível com o arranjo fotovoltaico e mantendo um P _{nom-ratio} ¹¹ de 0,90-1,250.
Eficiência de conversão máxima.	Mínimo de 94%.
Eficiência europeia.	Mínimo de 93%.
Distorção Harmônica Total (DHT).	Máximo de 5%.
Injeção de corrente contínua.	Inferior a 1 % da sua corrente nominal de saída em qualquer condição operacional.
Parâmetros do controle de anti-ilhamento.	Ajustado para as condições de funcionamento em rede isolada (variações maiores de frequência e tensão em comparação ao sistema interligado).
Fator de potência.	Maior que 0,92 indutivo para carregamentos superiores a 50 %, ou variável conforme a demanda do sistema.
Padrões Mínimos Exigidos	
Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.	ABNT-NBR 16149:2013.
Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - procedimento de ensaio de conformidade.	ABNT-NBR 16150:2013.
Procedimentos de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.	ABNT-NBR 62116:2013.
INMETRO certificação (adiado, a partir de Março 2016).	Portarias INMETRO n° 357/2014.
Equipamentos de segurança e classe de proteção.	EN 50178 ou IEC 62103.
Segurança de inversores estáticos.	IEC 62109.
Proteção contra curto-circuito.	IEC 60364-7-712.
Método de isolamento e seccionamento.	IEC 60364-7-712.
No caso de inversor sem isolamento galvânica entre o gerador fotovoltaico e a rede: proteção contra corrente diferencial-residual.	DIN VDE 0126- 1-1.
Certificado de compatibilidade eletromagnética.	IEC 61000.
Compatibilidade com as normas e regulamentos nacionais do sistema elétrico, como o PRODIST.	Exigido.
Compatibilidade com as normas técnicas da distribuidora.	Exigido.
Garantia de Produto e Garantia de Desempenho	
Garantia de fábrica.	Mínimo de 5 anos.

¹¹ P_{nom-ratio} - É a razão entre a potência nominal de entrada CC (kWp em condições STC) do arranjo fotovoltaico e a potência de saída CA do inversor.

Descrição	Requisito
Documentação	
Especificação técnica detalhada.	Exigido.
Catálogo de informações do produto.	Exigido.
Manual de instalação.	Exigido.
Manual de Operação e Manutenção.	Exigido.
Notas de segurança.	Exigido.
Termo de garantia do fabricante e do fornecedor.	Exigido.

Controladores de Carga

Os requisitos gerais para os controladores de carga são os seguintes:

Descrição	Requisito
Tipo de Controlador	
Com seguidor de ponto de máxima potência.	Exigido.
Controladores PWM com 4 estágios de carregamento (carga plena, carga regulada PWM, carga de flutuação e equalização).	Exigido.
Compatível com o inversor controlador na operação.	Deve realizar balanço de Ah/ Energia, controle de carga/descarga em coordenação com o inversor controlador.
Características e Proteções Ambientais do Controlador	
Temperatura máxima de operação sem perda de potência.	Mínimo de 45°C.
Máxima umidade relativa do ar.	Mínimo de 95%.
Tipo de proteção IP (EN 60529).	Mínimo IP54.
Características Elétricas do Controlador	
Eficiência de conversão máxima MPPT.	Mínimo de 95%.
A tensão de corte ou SOC de corte de carga deve ser ajustável conforme o projeto, entre 60% e 20% de SOC (40 e 80% de DOD).	Exigido.
O controlador deve registrar e informar no mínimo: <ul style="list-style-type: none"> - Balanços energéticos; - Estado de carga da bateria; - Quantidade total de Ah cicladas pela bateria. 	Exigido.
Padrões Mínimos Exigidos	
Possuir a Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO). Portarias INMETRO nº 4/2011 e nº 357/2014.	Exigido.

Descrição	Requisito
Garantia de Produto e Garantia de Desempenho	
Garantia de Fábrica.	Mínimo de 5 anos.
Documentação	
Especificações técnicas detalhadas.	Exigido.
Catálogo de informações do produto.	Exigido.
Manual de instalação do módulo.	Exigido.
Manual de Operação e Manutenção.	Exigido.
Notas de segurança.	Exigido.
Termo de garantia do fabricante e do fornecedor.	Exigido.

Inversor Formador de Rede, Inversor de Bateria ou Inversor-carregador

Seguem os requisitos gerais para o inversor-carregador:

Descrição	Requisito
Tipo de Inversor	
Inversor de bateria.	Com capacidade de formar a rede (referência de tensão e frequência).
Capacidade de operar em paralelo.	Com outros inversores para aumento de potência.
Características e Proteções Ambientais do Controlador	
Temperatura máxima de operação sem perda de potência.	Mínimo de 45°C.
Máxima umidade relativa do ar.	Mínimo de 95%.
Tipo de proteção IP (EN 60529).	Mínimo IP54.
Características Elétricas do Inversor	
Eficiência de conversão máxima.	Mínimo de 94%.
Eficiência europeia.	Mínimo de 93%.
Distorção Harmônica Total (DHT).	Máximo de 5%.
Injeção de corrente contínua.	Inferior a 1 % da sua corrente nominal de saída em qualquer condição operacional.
Fator de potência.	Deve ser capaz de fornecer toda demanda de energia reativa da rede isolada.
Padrões Mínimos Exigidos	
Equipamento de segurança e classe de proteção.	EN 50178 ou IEC 62103.
Segurança de inversores estáticos.	IEC 62109.
Certificado de compatibilidade eletromagnética.	IEC 61000.

Descrição	Requisito
Compatibilidade com as normas e regulamentos nacionais do sistema elétrico, como o PRODIST.	Exigido.
Compatibilidade com as normas técnicas da distribuidora.	Exigido.
Garantia de Produto e Garantia de Desempenho	
Garantia de Fábrica.	Mínimo de 5 anos.
Documentação	
Especificações técnicas detalhadas.	Exigido.
Catálogo de informações do produto.	Exigido.
Manual de instalação.	Exigido.
Manual de Operação e Manutenção.	Exigido.
Notas de segurança.	Exigido.
Termo de garantia do fabricante e do fornecedor.	Exigido.

Banco de Baterias

O banco de baterias deve atender aos requisitos específicos determinados. São eles:

Descrição	Requisito
Características das Baterias	
Forma construtiva das baterias.	Com placas tubulares, com material ativo protegido por luvas (eletrodo positivo).
Material.	Chumbo / Dióxido de chumbo com baixo teor de antimônio (< 3%).
Eletrólito.	Ácido sulfúrico líquido ou em gel.
Tensão nominal por célula / elemento.	2 volts.
Material do vaso.	Transparente para inspeção do nível de eletrólito e sedimentação - no caso de baterias com eletrólito líquido.
Volume de eletrólito acima do volume mínimo indicado na bateria.	20%.
Dispositivo para retenção de partículas de ácido nas aberturas de ventilação.	Exigido.
Buchas dos polos: A tampa do recipiente e as buchas dos polos devem ser projetadas para 100% de estanqueidade sobre a vida útil de 20 anos. A estanqueidade deve ser provada e documentada durante os testes de durabilidade (teste em ciclos e teste de 60°C). A bucha deve permitir um crescimento da placa positiva de, pelo menos, 10mm, mantendo a sua plena estanqueidade contra ácido.	Exigido.

Descrição	Requisito
Resistência e Durabilidade	
Integridade da célula e resistência contra impactos de transporte celular.	Certificado de teste, de acordo com o IEC 60896.
Resistência mecânica contra eventos sísmicos.	Adequado para o local de instalação.
Durabilidade em ciclos definidos segundo as Normas IEC 60896-11 e IEC 60896-2 ¹² .	≥ 1.500 ciclos.
Durabilidade em ciclos solares definidos conforme a Norma IEC 61427, § 8,4 ¹³ .	≥ 2.500 ciclos.
Características Ambientais e Operacionais do Banco de Baterias	
Temperatura máxima de operação admissível.	≥ 45°C.
Regime de operação.	Em sistema fotovoltaico com ciclagem diária e estado de carga diário, varia conforme a oferta de irradiação solar.
Regime de descarga.	Até 60%.
Corrente máxima de carga por elemento.	≥ 25 A/100Ah.
Corrente máxima de descarga por elemento.	≥ 60 A/100Ah.
Configuração do Banco de Baterias	
Número de baterias conectadas em paralelo.	De preferência uma e no máximo duas, em casos excepcionais.
Número de baterias conectadas em série.	Conforme especificação do inversor de bateria.
Montado em suportes / estantes de material protegido contra corrosão. Os suportes devem ter alturas diferentes de maneira a facilitar a verificação do nível de eletrólito.	Exigido.
Conexões elétricas totalmente isoladas e a prova de toque.	Exigido.
Padrões Mínimos Exigidos	
IEC 60896-11 Ed. 1.0 "Stationary lead-acid batteries - Part 11: Vented types - General requirements and methods of tests".	Certificado de tipo.
IEC 60896-21 Ed. 1.0 "Stationary lead-acid batteries - Part 21: Valve regulated types - Methods of test".	Certificado de tipo.
IEC 60896-22 Ed. 1.0 "Stationary lead-acid batteries - Part 22: Valve regulated types - Requirements".	Certificado de tipo.

¹²Durabilidade em ciclos - O teste utiliza uma descarga C4 de 75% com 3h de descarga, com uma corrente de descarga de 2 x I10, seguido de uma carga com tensão constante de 2,40V/célula, tendo uma corrente inicial de 2 x I10. O teste não tem controle especial de temperatura da bateria. O ensaio termina se a capacidade C10 se tornou menor do que 80% da capacidade nominal C10. O ensaio deve ser feito como teste de tipo e deve ser documentado em detalhe (resumido com um gráfico das medições de capacidade real a cada 50 ciclos).

¹³Durabilidade em ciclos solares - Durante o ensaio a bateria fica descarregada 50 vezes por chamada entre 10% e 40%, estado de carga (A-ciclos), seguido de 100 vezes entre 75% e 100% SOC. (B-ciclos). Após 150 ciclos um teste de capacidade de C10 tem de ser feito. O ensaio termina se a tensão é inferior a 1,5 V / célula durante um ciclo ou se o C10 efetivo é inferior a 80%. O teste deve ser executado a 40°C de temperatura da bateria. O teste deve ser feito como ensaio de tipo e deve ser documentado em detalhe (resumido com um gráfico das medições de capacidade cada 150 ciclos). Soma mínima dos ciclos A e B é considerado o número de ciclos de durabilidade.

Descrição	Requisito
IEC 61427 Ed. 2.0 (2004-05): “Secondary cells and batteries for photovoltaic energy systems (PVES) - General requirements and methods of test”.	Certificado de tipo.
IEC 62485-2 Ed. 1.0 & EN 50272-2 - “Safety requirements for secondary batteries and battery installations”.	Exigido.
Garantia do Produto e Garantia de Durabilidade	
Garantia de fábrica.	Mínimo de 2 anos.
Garantia de durabilidade em ciclos definidos segundo a Norma IEC 60896-11 e IEC 60896-2.	≥ 1.500 ciclos.
Garantia de durabilidade em ciclos solares definidos conforme a Norma IEC 61427, § 8,4.	≥ 2.500 ciclos.
Garantia de vida útil.	Garantia pro rata para no mínimo 5 anos.
Documentação	
Especificação técnica detalhada.	Exigido.
Relatório de teste do ensaio de tipo.	Exigido.
Catálogo de informações do produto.	Exigido.
Manual de instalação.	Exigido.
Manual de Operação e Manutenção.	Exigido.
Notas de segurança.	Exigido.
Termo de garantia do fabricante e do fornecedor.	Exigido.
Material de Segurança e de O&M	
Densímetro/ hidrômetro, termômetro, recipiente para decantar e funil.	Exigido.
Equipamento de proteção contra ácido durante o manuseio (luva, óculos, etc.).	Exigido.
Em caso de baterias com eletrólito líquido: água destilada.	2 anos.

As especificações apresentadas são indicadas para baterias do tipo chumbo-ácida, que atualmente apresentam maior atratividade financeira. Existem outros tipos de baterias no mercado, como níquel cádmio, lítio-íon, etc. Novas opções tecnológicas relacionadas à evolução dos veículos automotores elétricos, com custo competitivo, também podem surgir e devem ser avaliadas à época do projeto, requerendo uma especificação diferente da apresentada.

Condutores Elétricos

Os condutores elétricos têm a função de garantir a conexão elétrica entre os componentes de uma miniusina. Esses condutores podem ser específicos, como os condutores CC das *strings* fotovoltaicas, ou comuns, como os condutores empregados nos demais circuitos CC ou CA.

Condutores CC das *strings* fotovoltaicas

Os condutores do circuito CC, responsáveis pelas ligações entre os módulos fotovoltaicos e entre os módulos e a caixa de junção, ou a caixa principal, devem atender o requisito da norma específica para condutores de *string* em sistemas fotovoltaicos, TÜV 2 Pfg 1169/08.2007 ou UL4703.

Todos os condutores devem ser fixados em estruturas, de modo a garantir que não sejam danificados por esforços mecânicos. Para isto, considerar:

- . Peso próprio dos condutores;
- . Vento, chuva e outros fenômenos que possam causar esforços mecânicos.

Também não deve haver movimento dos condutores que possam desgastar o seu isolamento. A opção mais simples para fixar os condutores é usar braçadeira. Tubos flexíveis de proteção, calhas e grampos também podem ser usados como sistemas alternativos de fixação. Os vários materiais da fixação dos condutores, tais como as braçadeiras, devem ser resistentes à ação do tempo e às intempéries.

Condutores fotovoltaicos e conectores não devem ser colocados em qualquer bandeja ou depressão ou atrás de barreira que possibilite o acúmulo de água.

Durante o processo de instalação, os conectores não podem ser abertos sem a tampa de proteção para assegurar que não entre umidade no encapsulamento IP67, exceto no momento em que forem conectados. Isso significa que os módulos devem ser entregues no local curto-circuitados ou com tampas apropriadas que protejam o conector contra a entrada de água, névoa, poeira ou qualquer outra substância que possa impactar no funcionamento do conector durante sua vida útil esperada, acima de 25 anos.

Demais Condutores

Para os demais condutores empregados nos circuitos de corrente contínua e corrente alternada, deve-se seguir as recomendações presentes na Norma NBR 5410:2005 e recomendações dos fabricantes dos principais equipamentos componentes dos sistemas (inversores, controladores de carga, entre outros).

Construção Civil e Montagem Mecânica

A estrutura física e os equipamentos que compõem cada parte da usina exigem técnicas especiais de engenharia e devem atender às seguintes condições:

Acesso à Planta e à Casa de Força

O acesso à minúscula deve permitir a fácil e segura chegada e saída do pessoal de manutenção e do transporte de bens. Deve prever estação para carga/descarga de equipamentos e para material de operação e manutenção (reparo, substituição). Deve incluir a infraestrutura necessária, como estradas e trapiche, entre outros.

Requisitos para as Salas Técnicas em Geral

- Todos os abrigos, salas técnicas, estruturas de montagem, fundações, entre outros, devem ser construídos com material não vegetal, que possuam longa durabilidade e pouca manutenção;

- Todas as salas técnicas devem ter perfeita vedação contra poeira e entrada de insetos;
- As salas devem possuir bom isolamento térmico.
De modo geral, a temperatura no interior do abrigo, ou salas técnicas, deve estar sempre abaixo da temperatura ambiente externa adicionada de 5°C. A cobertura, as paredes e as aberturas devem ser projetadas para garantir esse desempenho térmico;
- Guarda-corpos, corrimãos e outros dispositivos de segurança que se façam necessários devem estar perfeitamente acabados e fixados de forma confiável, segura e durável;
- Extintores e quesitos de segurança devem ser previstos conforme exigido pelas normas e pelo corpo de bombeiros;
- Ambientes que apresentem riscos e restrições de acesso devem estar devidamente sinalizados.

Cobertura

- A cobertura deve possuir impermeabilização com qualidade para resistir às chuvas fortes e temporais;
- Águas pluviais devem escoar da cobertura rapidamente e completamente. Não deve haver acúmulo de água. No caso de lajes, uma inclinação de pelo menos 3% em direção ao ralo ou para fora da laje deve ser respeitada para garantir o escoamento da água;
- A camada impermeabilizante deve ser aplicada conforme as instruções do fabricante;
- Detalhes de vedação devem ser perfeitamente acabados, garantindo a impermeabilidade;
- Caso exista um sistema de calhas e drenos, este deve possuir a inclinação e as dimensões corretas para o rápido escoamento da água, mesmo em caso de tempestade.

Paredes

- As paredes devem ser impermeáveis, inclusive em casos de chuvas fortes e temporais;
- Águas pluviais devem escoar rapidamente e completamente da parede. Não pode haver obstáculos que impeçam o escoamento ou provoquem a retenção da água;
- O entorno de janelas, venezianas, portas e demais elementos estruturais que passem pelas paredes devem estar perfeitamente vedados contra a entrada de água, inclusive em condições de chuvas fortes e temporais.

Aberturas

- As aberturas de ventilação devem proteger contra a entrada de água, mesmo em momentos de chuvas fortes e temporais;
- Aberturas móveis (porta, janela, veneziana) devem abrir de forma que não comprometam o uso e a função da sala ou sua acessibilidade;
- As aberturas de ventilação devem inibir a entrada de insetos e poeira;
- As aberturas devem ser de material durável e possuir um revestimento adequado, protegendo o ambiente contra intempéries;
- As aberturas devem possuir uma boa proteção contra acesso indevido;
- Todas as portas devem abrir para fora dos cômodos.

Piso (interno e externo)

- Deve ter superfície plana com acabamento ou revestimento antiderrapante, próprio para pisos industriais;

- Deve ser resistente às cargas que serão movimentadas, como *racks*, grupo gerador diesel, baterias, barris de óleo, entre outras;
- Pisos externos que recebam chuva devem possuir inclinação suficiente em direção oposta a do abrigo, onde o escoamento de água seja garantido.

Instalação elétrica interna

- Todas as salas devem ser equipadas com iluminação que garanta um nível mínimo de 500 Lux nas áreas de trabalho, abrangendo também os equipamentos e quadros elétricos. Todos os pontos de trabalho devem ter uma iluminação apropriada, que garanta conforto e segurança para a realização das atividades laborais;
- Cada sala deve possuir, pelo menos, dois pontos de luz cada uma;
- A instalação elétrica (interruptores, tomadas, luminárias, eletrodutos, cabeamento) deve estar em conformidade, apresentando a quantidade e posição dos itens especificados no projeto executivo.

Requisitos para a Sala de Geração Térmica

- A sala de geração térmica só deve conter o grupo gerador. Inversores, controladores e baterias devem ser instalados em salas separadas;
- Deve possuir proteção antirruído que garanta o cumprimento do nível máximo de emissões de ruído permitido por norma;
- Deve ser equipada com uma bacia de retenção contra vazamentos no entorno do tanque de combustível, com volume superior ao volume do tanque. A superfície interna da bacia deve ser impermeabilizada com revestimento específico: pintura apropriada para óleo de combustível (diesel/biodiesel) ou manta de impermeabilização;
- Deve ser equipada com uma base para o grupo gerador, conforme requisito técnico do fabricante, e ser resistente às vibrações do equipamento;
- No perímetro da base do grupo gerador deve haver uma canaleta com pequenas dimensões. Essa canaleta deve ter queda em direção a uma caixa de coleta com a dimensão mínima de 15 cm³;
- O piso, por baixo do grupo gerador e de sua base, a canaleta e a caixa de coleta devem possuir impermeabilização contra óleo (pintura ou manta específica);
- A saída de ar quente do radiador do grupo gerador deve possuir ligação direta (tipo duto de ar) a uma abertura com área suficiente para a exaustão do ar do radiador;
- A sala de geração térmica deve possuir área de abertura para ventilação e/ou ventilação cruzada que garanta a entrada de ar de combustão e resfriamento, mantendo a temperatura interna na faixa de operação.

Requisitos para a Sala do Banco de Baterias

- A sala de baterias não deve ter outras funções, além de abrigar as baterias, e seu acesso deve ser independente. Inversores, quadros elétricos e quaisquer outros equipamentos que possam causar centelhas devem ficar em sala separada;
- No caso de baterias com eletrólito líquido, como as baterias OPzS, estacionárias ou automotivas, a sala deve possuir aberturas suficientes para ventilação, garantindo a saída de gases explosivos. As áreas da sala do banco de baterias devem estar conforme os requisitos do fabricante da bateria;

- Sob as baterias deve haver bandejas, ou uma bacia de retenção do ácido, com volume suficiente para reter o conteúdo de ácido de cada bateria. Essa bandeja, ou bacia de retenção, deve ser impermeável ou impermeabilizada contra vazamento;
- As portas da sala devem abrir para o exterior, serem resistentes ao fogo e possuírem barras acionadas por alavanca de compressão;
- A sala de baterias deve ter espaço suficiente ao redor das baterias para uma segura manutenção, inspeção e substituição das células;
- A sala deve ser equipada com uma área própria e adequada, contando com os seguintes itens:
 - . Óculos de proteção;
 - . Luvas resistentes ao ácido;
 - . Avental de proteção e calçado de proteção, resistentes ao ácido;
 - . Recipiente portátil com água, ou com agentes neutralizantes de ácido, para lavar os olhos e pele em caso de acidente.
- A sala deve estar equipada com um extintor portátil, pó químico seco ou CO₂, situado em local de fácil acesso.

Requisitos para a Sala de Inversores - Quadros Elétricos

- As aberturas da sala de inversores devem possuir área suficiente para ventilação, garantindo que o calor dissipado pelos inversores e controladores seja ventilado para fora do abrigo;
- A temperatura da sala deve ser mantida dentro da faixa de operação indicada para os equipamentos (em torno de 45°C), para garantir que não ocorra redução de potência ou desligamento dos mesmos.

Instalação Elétrica

A instalação elétrica envolve a implementação física das ligações elétricas, que garantirão o fornecimento de eletricidade. Para o correto funcionamento da miniusina os seguintes aspectos devem ser observados:

Equipotencialização

Para garantir a proteção contra choques elétricos, de acordo com a NBR 5410:2005, todas as partes metálicas não destinadas a conduzir corrente (caixa de junção e estrutura do sistema fotovoltaico, portas metálicas, telas, outros) deverão estar interligadas eletricamente, isoladas das partes energizadas, e ligadas à malha de terra do sistema através de condutor de cobre nu.

O barramento de equipotencialização principal deve estar localizado no quadro geral. Quanto aos condutores de equipotencialização, seu dimensionamento deverá ser feito de acordo com a NBR 5410:2005.

Aterramento

A infraestrutura de aterramento, conforme a NBR 5410:2005, deve ser confiável e concebida para atender os requisitos de segurança de pessoas, operando satisfatoriamente sem acarretar danos ao sistema. A resistência da haste de aterramento deve ser inferior a 5 Ω.

O condutor de aterramento deve ser de cobre, o mais curto e reto possível, sem emendas ou qualquer obstrução que cause interrupções. A malha de aterramento deve ser constituída de hastes de aço cobreadas (*copperweld*) de 2m de comprimento e diâmetro de 3/4", com a respectiva caixa de aterramento em PVC, mantendo acessível a conexão da haste.

Os condutores de terra deverão ser sinalizados na cor verde ou verde/amarela, segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). As hastes de aterramento deverão atender, no mínimo, às condições aplicadas pela Norma NBR 13571. Interconexões entre os eletrodos devem ser feitas com condutores de cobre nu, respeitando as seções mínimas definidas em projeto.

Conexões entre condutores e condutores e hastes devem ser feitas por conectores de pressão tipo "U" de alta resistência mecânica ou por solda exotérmica. Em caso de conexões em solo, devem ser usadas caixas de inspeção em cada conexão para evitar corrosão e manter a acessibilidade.

Fusíveis Fotovoltaicos, Disjuntor CA e Chaves Seccionadoras CC e CA

Os fusíveis devem ser colocados na saída de cada *string*, tanto no polo positivo quanto no polo negativo. O fusível deve ser para corrente contínua, do tipo gPV, apropriado para operação em sistemas fotovoltaicos.

O projeto executivo deve prever que o(s) disjuntor(es) de baixa tensão CA seja(m) do tipo termomagnético, com manopla de comando frontal, frequência de trabalho de 60 Hz, dimensionado(s) para a capacidade de interrupção de cada circuito, grau de proteção IP20, e com sinalização de posição dos contatos. Devem ser respeitadas as normas IEC 60947-2 e NBR 5410:2005.

As chaves seccionadoras CC devem permitir abertura sob carga. Deve-se utilizar uma chave seccionadora CC bipolar para garantir a segurança.

A chave seccionadora CA deve ser montada na caixa principal de tal forma que, mesmo com a caixa fechada, através do visor transparente se possa verificar sua condição: aberta ou fechada.

Sistema de Proteção contra Descarga Atmosférica - SPDA

Todos os abrigos da usina e edificações, com finalidade de geração de energia, devem ser equipados com sistema externo de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA). Para o projeto do SPDA deve ser considerada a Norma NBR 5419:2005. Nos sistemas fotovoltaicos instalados em solo e em regiões que apresentam baixo índice cerâmico, a obrigatoriedade do uso do sistema SPDA deve ser avaliada.

Proteção Interna Contra Descarga Atmosférica

Devem ser consideradas as normas:

- **IEC 61643-1:2005** "*Low voltage surge protective devices*": definição das características dos equipamentos de DPS;
- **IEC/TS 62548:2013** "*Photovoltaic (PV) arrays - Design requirements*": orientações gerais para projetos fotovoltaicos (parte CC) incluído DPS;
- **CLC/TS 50539-12:2013** "*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*": critérios para a escolha e localização dos DPSs;

- **IEC 62305-3:2010** “Protection against lightning - Part 3: Physical damage to structures and life hazard”.

Todos os dispositivos de proteção contra surtos devem ter garantia mínima de dois anos para defeitos de fábrica. Os DPSs necessitam manutenção periódica, verificando também se há necessidade de troca.

A seguir, apresentamos duas configurações de proteção interna, com e sem o SPDA externo.

Situação A - Proteção Interna Com DPS e Com SPDA

Nesse caso, haverá necessidade de um projeto específico de SPDA, que realize a compatibilização da miniusina fotovoltaica com o SPDA.

De modo geral, a miniusina deve estar dentro da área de proteção do SPDA, mas separada deste (distância de separação).

As seguintes medidas devem ser respeitadas no projeto e em sua execução:

- O projeto da integração do sistema fotovoltaico deve atender a NBR 5419:2005 e a classe de proteção exigida pelo tipo de construção;
- De preferência, o sistema fotovoltaico e o SPDA devem ser projetados para que os componentes do sistema fotovoltaico (módulos fotovoltaicos, estrutura de montagem, condutores, inversores, outros) estejam localizados na área de proteção do SPDA;
- A fim de evitar centelhamento entre o sistema SPDA (captos, condutores, outros) e o sistema fotovoltaico, a distância de separação, definida na NBR 5419:2005, deve ser respeitada. A observação da distância de separação é necessária para evitar arcos elétricos e outras interferências do SPDA no sistema fotovoltaico. Para o projeto executivo, as distâncias de separação devem ser calculadas conforme a Norma NBR 5419:2005;
- Caso o sistema fotovoltaico esteja dentro da área de proteção do SPDA e a distância de separação seja respeitada, os inversores devem ser protegidos por DPS tipo 2 na sua entrada CC;
- Ao usar um DPS do tipo 2 na entrada do inversor, os condutores da *string* podem ser colocados em uma única canaleta metálica, ou eletrocalha, com tampa projetada para abrigar condutor de cobre de seção equivalente a 10 mm². Opcionalmente, podem ser utilizados cabos blindados para a interligação do gerador fotovoltaico e o inversor;
- Caso a distância de separação ou a localização do sistema na área de proteção do SPDA não possam ser respeitadas, é indispensável o uso de DPS do tipo 1;
- Os inversores deverão ser equipados com DPS do tipo 3 (proteção fina);
- A saída CA dos inversores deve ser protegida por um DPS combinado tipo 1 e tipo 2;
- Ao selecionar o DPS, observar se o circuito é de corrente contínua ou alternada. Observar também a tensão máxima de conexão. No circuito CC do gerador fotovoltaico isso corresponde à tensão máxima de operação do sistema. Os DPS's devem atender a IEC 61643-11:2011;
- Posicionar os condutores das *strings* visando reduzir a indução nesses circuitos (Figura 0-2). Deve ser evitada a criação de laços de condutores .

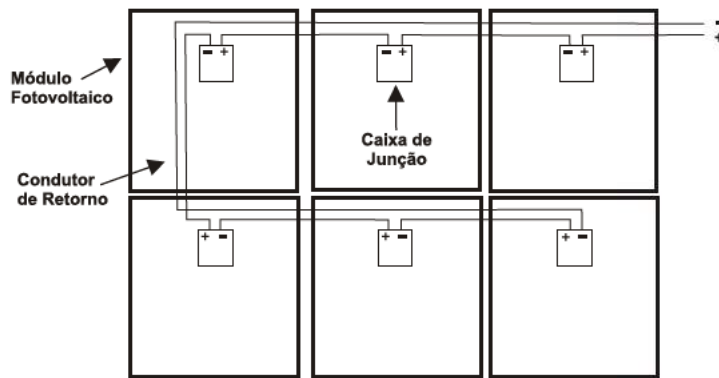


Figura 0-2: Encaminhamento correto para evitar laços de indução.

Situação B - Proteção Interna Com DPS e Sem SPDA

Em uma Usina Solar Fotovoltaica instalada sem SPDA deverão ser tomadas as seguintes medidas:

- Aterramento do sistema fotovoltaico as esquadrias dos módulos e as estruturas metálicas de montagem devem ser adequadamente aterradas. Para esse fim, as esquadrias dos módulos e as estruturas de montagem devem ser interligadas por um condutor de aterramento diretamente com a malha de aterramento. A seção transversal do condutor deve ser de pelo menos 10 mm² de cobre (ou bitola equivalente). O condutor de aterramento deve ser conduzido muito próximo aos cabos CC;
- Para a utilização de dispositivos de proteção contra surtos (DPS), adotar as seguintes medidas:
 - . Ao selecionar o DPS, observar se o circuito é de corrente contínua ou alternada;
 - . DPS do tipo 2¹⁴ (proteção média) em cada polo: na entrada CC do inversor e na caixa de conexão das strings fotovoltaicas, se houver;
 - . Instalar DPS combinado do tipo 1 e do tipo 2 na saída CA do inversor;
 - . Ao selecionar o DPS, observar a tensão máxima de operação do sistema fotovoltaico.
 Os DPS's devem estar de acordo com a NBR IEC 61643-11:2011.
- Como alternativa para o uso de um DPS do tipo 2 na entrada do inversor, os condutores de *string* (cabos unipolares com duplo isolamento) podem ser colocados em uma única canaleta metálica, ou eletrocalha com tampa, projetada para abrigar condutor de seção equivalente de 10 mm² de cobre. Opcionalmente, podem ser utilizados cabos blindados para a interligação do gerador fotovoltaico e o inversor;
- Os inversores devem ser equipados com DPS do tipo 3 (proteção fina);
- Posicionar os condutores das *strings* visando reduzir a indução nesses circuitos. Evitar a criação de laços de condutores, conforme o desenho da Figura 0-2.

Segurança

A proteção de pessoas, equipamentos, estruturas físicas e demais itens é de extrema importância para que a miniusina tenha bom desempenho e cumpra seus objetivos.

Para maior segurança da miniusina como um todo, é importante que ela possua um sistema de controle de acesso. Os equipamentos de geração que possuam risco de choque elétrico, como as caixas de junção, devem estar devidamente sinalizados e protegidos com cercas e cadeados, impedindo o acesso de pessoas não autorizadas.

¹⁴ DPS tipo 2 - É a classificação do DPS (Dispositivo de Proteção contra Surtos) conforme a NBR IEC 61643-11:2011.



Minirrede da comunidade de Sobrado . Novo Airão . AM
Crédito: Israel Wallysson Freitas da Silva

A photograph of a rural area with utility poles and a house. The scene is dominated by a dense forest of tall, green trees. In the foreground, several wooden utility poles are spaced out, with power lines stretching across the frame. To the left, a small house with a corrugated metal roof is partially visible, with laundry hanging on a line in front of it. The ground is a mix of dirt and sparse grass. The sky is a clear, light blue.

Capítulo 2

Preparação para o Comissionamento



Procedimentos Iniciais para o Comissionamento

Verificado o cumprimento de todos os requisitos solicitados para as especificações técnicas, com a obra já instalada e dando sequência à consolidação da implantação da Usina Solar Fotovoltaica, tem início a etapa de comissionamento, que também deve seguir um padrão de procedimentos para obtenção de total sucesso.

O comissionamento é considerado uma das etapas cruciais para que o projeto seja bem-sucedido, pois após o comissionamento a contratante recebe a obra e assume sua propriedade. Desse momento em diante, todos os riscos e responsabilidades passam a ser da contratante.

O comissionamento é o momento em que a obra é inspecionada e testada com o objetivo de avaliar sua conformidade com o projeto executivo e se seu desempenho atende às garantias técnicas estabelecidas em contrato. O comissionamento assegura que os sistemas e componentes da miniusina estejam projetados, instalados e testados de acordo com as necessidades e requisitos operacionais estabelecidos pela contratante.

Para as obras envolvendo a implantação de sistemas em localidades remotas é recomendável a adoção de boas práticas nacionais e internacionais, de modelos de contrato *turn-key* e de normas internacionais para o estabelecimento dos procedimentos de comissionamento. A contratada responsável pelo desenvolvimento do projeto é obrigada a entregar a obra em plenas condições de funcionamento.

Na prática, o comissionamento consiste na aplicação integrada de um conjunto de técnicas e procedimentos para verificar, inspecionar e testar cada componente da miniusina, como equipamentos e dispositivos, incluindo os itens mais complexos, como módulos e sistemas de controle e proteção.

Os procedimentos do comissionamento devem ser realizados com muita cautela e exatidão, principalmente devido à expectativa de longevidade dos ativos (25 anos para sistemas fotovoltaicos) e a localização remota dos sistemas, procurando minimizar ou eliminar o impacto que problemas de natureza diversa possam ocasionar.

Padrão de Procedimentos para o Comissionamento

Seguindo as boas práticas em níveis nacional e internacional, modelos de contratos *turn-key* internacionais¹⁵ e de normas técnicas internacionais¹⁶, foi elaborado o seguinte padrão para os procedimentos do comissionamento:



Figura 0-3: Padrão para os procedimentos do comissionamento.

O procedimento padrão aqui sugerido pode ser modificado conforme o porte e a complexidade do sistema a ser comissionado. É usual, em obras de grande porte, realizar o comissionamento por etapas: em partes da obra que possuam certa independência funcional e em partes da obra civil.

Para projetos com o fornecimento *turn-key* de um número elevado de sistemas podem ser adotados, após o comissionamento das primeiras unidades de cada lote do projeto, procedimentos de seleção de amostras representativas.

A contratante deve participar do comissionamento para facilitar o processo de transferência de responsabilidade, documentando integralmente os resultados.

¹⁵ Contratos *turn-key* internacionais - International Federation of Consulting Engineers (FIDIC), Yellow Book "Conditions of Contract for PLANT and Design-Build" (www.fidic.org).

¹⁶ Normas técnicas internacionais - IEC 62257-6 "Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification Part 6: Acceptance, operation, maintenance and replacement". IEC 62446 "Grid connected photovoltaic system - Minimum requirement for system documentation, commissioning test and inspection".

Precondicionantes para o Comissionamento

Antes de iniciar os procedimentos de comissionamento, as seguintes condições devem ser observadas:

- Os procedimentos de comissionamento adaptados às características específicas da obra devem ser aprovados pela contratante;
- A contratante deve ser informada, por escrito, se a obra a ser comissionada, ou parte dela, está totalmente concluída, incluindo o seu acabamento, como identificação de todos os componentes, sinalização de áreas de risco, entre outros. Todas as pendências na obra devem ser informadas, por escrito, à contratante. Em caso de um grande número de pendências, o comissionamento deve ser postergado;
- Os testes preliminares (testes operacionais dos componentes e do sistema) devem ser realizados e documentados. A documentação dos testes e seus resultados devem ser entregues à contratante;
- A documentação completa da miniusina deve ser apresentada à contratante incluindo, entre outros:
 - . Manuais de instalação e de O&M dos equipamentos;
 - . Manuais de O&M da usina;
 - . Desenhos *As Built*¹⁷;
 - . Relação dos testes de aceitação em fábrica, com os respectivos certificados e relatórios, caso exigido ou realizado.
- O pessoal de O&M deve ser treinado e capacitado para operar a usina e realizar sua manutenção;
- O comissionamento deve ser preparado pela contratada e envolver:
 - . Planejamento e estruturação do comissionamento;
 - . Equipamentos de teste e ensaio *in loco*;
 - . Pessoal qualificado para o comissionamento.

Caso essas condições não sejam completamente atendidas para o sistema como um todo, ou partes em questão, o comissionamento não deve ser realizado, pois se encontrará uma situação em que faltam organização e estruturação, provavelmente exigindo a postergação do comissionamento para um segundo momento.

Inúmeras pendências, ou partes da obra não conformes, oferecem risco de danos à miniusina e à segurança dos técnicos e não devem ser recebidas. O comissionamento, muito provavelmente, terá que ser adiado ou repetido, resultando em custos adicionais para a contratada e contratante.

A verificação dos desenhos *As Built* integra o comissionamento. Assim, se a documentação estiver incompleta, não poderá ser utilizada.

¹⁷ *As Built* - É uma expressão em Inglês que significa "como construído". Na área da arquitetura e engenharia a palavra significa o levantamento das medidas existentes nas edificações, transformando em desenhos técnicos todas as informações encontradas que se relacionem com o edifício tais como instalações elétricas, hidráulicas, níveis, etc.

Requisitos Contratuais do Comissionamento

Estabelecer um contrato entre as partes, constando as especificações técnicas do projeto básico, é fundamental para garantir o cumprimento da obra em todos os seus requisitos.

O contrato com a contratada deve prever a definição dos seguintes itens:

- Procedimentos básicos de comissionamento;
- Garantias de desempenho para cada subsistema de geração e para o sistema inversor-bateria:
 - . Geração de energia renovável, considerando uma referência climática definida - irradiação;
 - . Potências dos subsistemas para cada tipo de gerador;
 - . Eficiência mínima do subsistema inversor-bateria;
 - . Resistência à ciclagem da bateria;
 - . Eficiência: consumo específico total, no caso de sistema híbrido fotovoltaico-diesel.
- Procedimentos de verificação:
 - . Descrição dos testes e medições;
 - . Metodologia de correção de grandezas - para potências diferentes da nominal e para dados meteorológicos diferentes da referência meteorológica.
- Critérios de aceitação, rejeição, melhoria ou reparo de falhas:
 - . Procedimento caso o resultado dos testes não seja aceitável.
- Penalidades e seu cálculo:
 - . Caso o problema não possa ser resolvido, mas o desempenho não coloque em risco o atendimento da demanda da comunidade, as perdas financeiras futuras da contratante devem ser ressarcidas, como custos mais elevados de O&M, de combustível, entre outros. A contratante deve ser indenizada ou ter as penalidades referentes cumpridas pela contratada;
 - . Retenção do pagamento, ou de parcela do pagamento, até a regularização e/ou correção das pendências.

Responsabilidades Durante o Comissionamento

A responsabilidade para a realização do comissionamento é da contratada. Durante essa fase a contratada ainda é a responsável pela obra e equipamentos. Somente a contratada deve fazer intervenções e manobras no sistema, de forma a garantir que não haja danos por terceiros. Além disso, a contratada tem o dever de apresentar as evidências de que a obra atende os requisitos contratuais e que foi realizada conforme o projeto executivo.

Assim, a contratada é encarregada pela preparação dos procedimentos de comissionamento, adaptados às características específicas da obra. Também é de sua competência a organização da logística, a preparação do local da obra para a inspeção e a realização dos testes.

Para a execução dos testes, a contratada deve disponibilizar os equipamentos necessários à realização destes, além de contratar os ensaios que forem necessários.

A contratante, por sua vez, é responsável por revisar os procedimentos de comissionamento propostos pela contratada, realizar a inspeção visual da obra, participar e acompanhar os testes e receber a obra.



Anotações durante inspeção visual . Ilha de Araras . Curralinho . PA
Crédito: Bruno Spada



Capítulo 3

Inspeção Visual



Eletrobras

A Inspeção

Visual

A importância da inspeção visual para o sucesso do comissionamento não pode ser relativizada. Realizada com perfeição, atenção, com olhar clínico e por pessoal treinado poderá detectar problemas e evitar transtornos futuros.

A inspeção visual é efetuada durante o comissionamento, antes e após a energização dos equipamentos.

O responsável pela inspeção visual é a equipe técnica da contratante e/ou consultoria especializada contratada pela mesma para esse fim.

Os resultados da inspeção visual dependerão da experiência profissional e capacitação da equipe que realizará os procedimentos, bem como dos conhecimentos a respeito da operação, materiais e demais aspectos influentes nos mecanismos de falha que o objeto inspecionado possa apresentar.

Mesmo a miniusina exibindo boa aparência externa, não se deve desviar a atenção, sendo necessário verificar todos os detalhes relevantes para que ela tenha durabilidade e o desempenho esperado. O uso de material de qualidade, resistente e com bom acabamento é fator primordial para baixos custos de O&M e baixa taxa de falhas.

Problemas, defeitos e inconformidades devem ser registrados e levados ao conhecimento da contratada. No registro da inspeção, anotar data e hora das observações. Utilizar equipamentos como câmera fotográfica, GPS, e outros que possibilitem enriquecer a documentação referente à inspeção.

A inspeção visual exige definição clara e precisa de critérios de aceitação e de rejeição do objeto inspecionado. Assim, algumas recomendações devem ser respeitadas para se obter uma inspeção visual mais completa e confiável. Devem ser observados requisitos e critérios para: Bom Acabamento; Miniusina; Documentação; Abrigo; Arranjo Fotovoltaico; Banco de Baterias; Quadro e Instalação Elétrica; Geração Térmica; e Rede de Distribuição.

Critérios Gerais para um Bom Acabamento

As regras do bom acabamento devem ser respeitadas pela contratada. Seu cumprimento deve ser verificado durante o comissionamento ou nos testes de aceitação. Não devem ser aceitas instalações que não cumpram com as regras básicas apresentadas a seguir.

Item	Requisito
Obra Civil	
Leitos de cabos e dutos.	Não deve haver infiltração ou acúmulo de água nos leitos de dutos e cabos, em nenhum momento.
Instalação dos Módulos Fotovoltaicos	
Módulo.	A instalação deve respeitar os requisitos do fabricante: conexão dos cabos, <i>layout</i> dos módulos, posição de fixação dos grampos (horizontal ou vertical).
Condições do módulo após instalação.	Ausência de riscos e rachaduras no vidro. Ausência de riscos e danos da camada traseira do módulo. Ausência de dobras, torção ou danos na estrutura do módulo.
Localização específica do módulo.	O número de série de cada módulo, de acordo com o local de instalação, deve ser documentado.
Instalação Elétrica	
Medidas de segurança.	Todas as medidas de segurança, bem como a instalação de equipamentos de proteção, devem estar concluídas.
Identificação dos cabos.	Devem ser utilizadas etiquetas ao invés de marcação com canetas de escrita permanente.
Fixação dos cabos CC e CA nos plugues.	Devem ser adequadamente fixados, permitindo a expansão e a contração dos cabos. É requerida proteção adequada em arestas e cantos. Emendas devem ser evitadas.
Proteção dos conectores do módulo durante a instalação.	Os conectores devem estar sempre vedados e isolados durante a instalação dos módulos e cabeamentos para evitar a entrada de umidade.
Fixação dos conectores dos módulos.	Os conectores dos cabos dos módulos devem estar protegidos contra influência do clima em geral e, particularmente, da água. Por exemplo: fixados na parte inferior do módulo.

Item	Requisito
Instalação dos cabos.	Devem ser protegidos da incidência de luz solar direta e da água da chuva. Não podem ser lançados sem proteção sobre a cobertura de metal ou outras superfícies metálicas com incidência direta da luz solar.
Instalação dos inversores.	Todos os inversores devem estar identificados com seu respectivo número de série e sinalização de segurança. A funcionalidade de cada inversor deve ser verificada no local, de acordo com os requisitos do fabricante.
Ventilação dos inversores.	A sala dos inversores deve ser equipada com sistema de ventilação (natural ou forçada, se requisitado) para manter a temperatura e umidade nas condições adequadas de operação do inversor. Checar o diâmetro da ventilação, que deve estar de acordo com o solicitado pelo fabricante.
Infraestrutura da Planta	
Documentação técnica.	A miniusina deve estar completamente instalada de acordo com o projeto executivo e documentada em arquivos "como construído" - <i>As Built</i> .
Limpeza da obra.	As instalações devem ser mantidas limpas e organizadas.
Sistema de monitoramento.	Todos os sensores solicitados devem estar adequadamente instalados, configurados de acordo com o manual do fabricante e conectados ao sistema de monitoramento, tendo todas as suas funcionalidades testadas.
Componentes.	Todos os componentes devem estar livres de qualquer defeito aparente.
Diagramas elétricos.	O diagrama unifilar final da planta deve estar afixado em local adequado na obra.
Estrutura de montagem.	Medidas anticorrosivas devem ser utilizadas.
Equipamentos e Documentação	
Peças sobressalentes e ferramentas.	Devem estar sempre disponíveis de acordo com a proposta e requisitos do manual de O&M.
Documentação da planta.	Deve estar completamente de acordo com os requisitos do manual de O&M, incluindo as garantias dos equipamentos e dos componentes fornecidos pelo fabricante.

A Miniusina - Geral

Durante a inspeção visual os itens gerais de composição da miniusina devem ser checados, verificando a existência, ou não, de inconformidades.

No caso da existência de alguma inconformidade, esta deve ser relatada em uma lista específica com o detalhamento do item a ser ajustado.

Seguem os itens gerais a serem averiguados.

Segurança Verificar se:

O sistema de controle de acesso à miniusina está em conformidade com o projeto executivo.

Os equipamentos de geração que oferecem riscos de choque elétrico, como as caixas de junção em plantas fotovoltaicas, estão devidamente sinalizados e protegidos com cerca ou cadeado, evitando o acesso do público geral.

Acesso Verificar se:

Existe infraestrutura necessária, como trapiche, estrada, etc.

O acesso à miniusina permite uma fácil e segura entrada e saída das equipes de trabalho e do transporte de bens.

Existe área apropriada para carga e descarga de equipamentos e materiais para O&M.

Documentação e Outros

Toda a documentação da miniusina, bem como os documentos referentes ao treinamento em Operação e Manutenção, as chaves de acesso às instalações, os materiais sobressalentes e ferramentas devem ser verificados na etapa de inspeção visual.

Documentação do Projeto Verificar se:

Os desenhos *As Built* de todo o sistema foram entregues.

Os desenhos *As Built* estão compatíveis com o projeto da obra.

O manual de operação e manutenção da miniusina foi entregue e se abrange todos os aspectos da planta e as atividades de O&M.

Os procedimentos de O&M estão corretos e são válidos.

Documentação dos Equipamentos e Materiais Verificar se:

Os catálogos, manuais de instalação, manuais de O&M e contatos com fornecedores foram entregues.

Os certificados de garantia dos fabricantes foram entregues.

Documentação dos Testes Verificar se:

Foram entregues os protocolos de teste de todos os equipamentos e das funções da usina como um todo.

Treinamentos de O&M Verificar se:

O treinamento foi realizado e atendeu todo o cronograma previsto.

Todos os funcionários da contratada, que serão responsáveis pelas atividades de O&M, receberam o treinamento adequado para executar essas atividades.

Chaves e Códigos de Acesso Verificar se:

Todas as chaves ou senhas para acesso aos abrigos e caixas de conexão foram entregues e se estão corretas e devidamente identificadas.

Todos os códigos de acesso eletrônico aos sistemas, como bancos de dados, *softwares*, configurações de equipamentos, entre outros, foram entregues e estão devidamente documentados.

Peças Sobressalentes e Ferramentas Verificar se:

As peças sobressalentes e as ferramentas foram entregues conforme especificado no contrato.

Abrigo

A estrutura física que abriga a miniusina, em todos os seus aspectos, também deve ser verificada durante a inspeção visual.

Conformidade Verificar se:

As dimensões da obra (salas, telhados, trapiches, entre outros) atendem todas as especificações do projeto executivo.

Todos os materiais atendem às especificações da lista de materiais e/ou do projeto executivo.

A qualidade das superfícies externas e internas (paredes, pisos, tetos, cobertura, aberturas, portas, janelas, outros) atende às descrições constantes no projeto executivo.

Estrutura Verificar se:

Todos os elementos estruturais (colunas, vigas, fundações, lajes) do abrigo foram confeccionados com materiais e dimensões determinadas no projeto executivo.

Em campo, as características físicas dos materiais estruturais, em especial no caso de materiais com desempenho elevado, como ligas de aço especiais, concreto de alta compressão, madeira de lei, entre outros, atendem às descrições constantes no projeto executivo.

O material estrutural está em perfeitas condições e em conformidade com a superfície especificada. Verificar zincagem, qualidade do concreto, recobrimento de aço de reforço em concreto, tratamento de madeira.

A exposição do material estrutural às intempéries está em conformidade com sua resistência, garantindo a conservação da estrutura durante sua vida útil especificada. Por exemplo: a madeira não deve ter contato prolongado com água; a galvanização do aço deve estar conforme a classe de corrosão do ambiente; o tipo de aço adequado à aplicação (externo, interno, classe de corrosão do ambiente).

Cobertura Verificar se:

A face inferior da cobertura, as superfícies do piso abaixo da cobertura e as paredes adjacentes não apresentam sinais de umidade. A impermeabilidade deve ser garantida mesmo em condições de chuvas fortes ou temporais.

A cobertura apresenta declividade suficiente para o escoamento de águas pluviais de maneira rápida e completa.

A camada impermeabilizante (telhas, manta de impermeabilização, revestimento de impermeabilização) está em perfeitas condições de acabamento.

Os detalhes de vedação (massa de emboço, arremates, pontos de entrada de eletrodutos) são impermeáveis e apresentam excelente acabamento.

A vedação contra poeira e entrada de insetos é eficiente.

O isolamento térmico está em conformidade com o especificado no projeto executivo. De modo geral, a temperatura no interior do abrigo deve ser sempre inferior à temperatura ambiente acrescida de 5°C.

Caso exista um sistema de calhas e drenos, este deve possuir a inclinação adequada para o escoamento da água, estar limpo e sem obstruções.

A superfície interna da cobertura não acumula poeira.

Paredes Verificar se:

A face inferior das paredes e a superfície do piso adjacente às paredes não apresentam sinais de umidade. A impermeabilidade deve ser garantida mesmo em condições de chuvas fortes ou temporais.

As águas pluviais escoam rápida e completamente das paredes. Não devem existir obstáculos que inibam o escoamento da água, provocando a sua retenção.

O perímetro das paredes, onde encontra com o teto, com outras paredes ou com o piso, está bem acabado e vedado.

O entorno de janelas, venezianas, portas e outros elementos que atravessam a parede estão perfeitamente vedados.

A vedação das paredes está perfeita e sem a presença de orifícios que permitam a entrada de insetos.

A temperatura no interior do abrigo é inferior à temperatura ambiente acrescida de 5°C. A parede deve estar conforme especificado no projeto executivo, ser feita com material isolante e ter a espessura adequada, contribuindo para manter a temperatura ideal.

As superfícies internas das paredes não acumulam poeira.

Aberturas (janelas, venezianas, portas) Verificar se:

As aberturas de ventilação protegem o abrigo contra a entrada de água, inclusive em caso de temporais.

As posições e dimensões das aberturas estão conforme o projeto executivo.

As aberturas abrem conforme o projeto executivo.

As aberturas de ventilação inibem a entrada de insetos e poeira.

As aberturas possuem proteção contra acesso indevido.

As fechaduras abrem e fecham perfeitamente e se todas as chaves foram entregues e estão identificadas.

As aberturas são constituídas de material durável, possuem revestimento adequado, estão bem acabadas, protegem o abrigo contra as intempéries e se encaixam perfeitamente nas esquadrias.

Ambientes Internos Verificar se:

As dimensões estão em conformidade com o projeto executivo.

As características físicas dos ambientes, como bacias de retenção com dimensões definidas, bancadas, fundações para grupo gerador, entre outros, estão conforme as especificações do projeto executivo.

Piso (interno e externo) Verificar se:

O piso apresenta superfície plana, com acabamento ou revestimento liso que não acumule poeira.

É resistente o suficiente para as cargas que serão movimentadas, como bancadas, grupo gerador diesel, baterias, barris de óleo, entre outras.

Os pisos externos possuem inclinação suficiente para fora do abrigo, facilitando o escoamento da água. Os pisos externos não devem acumular água ou permitir a formação de poças.

SPDA (caso previsto) Verificar se:

A posição dos captores, suas características e fixação estão conforme o projeto executivo.

A fixação dos captores está bem assentada no solo e apresenta um ângulo de 90° com o plano horizontal, lembrando que em caso de raios haverá grandes esforços mecânicos.

Instalação Elétrica Interna Verificar se:

Está conforme o projeto executivo em termos de quantidade e posição dos itens especificados, como interruptores, tomadas, luminárias, eletrodutos, cabeamento; e se a instalação apresenta acabamento adequado.

Todos os itens da instalação elétrica funcionam perfeitamente.

O nível de iluminação, em todos os pontos de trabalho, é suficiente para a realização das atividades com conforto e segurança, conforme estabelecido na Norma NBR 8995-1:2013.

Características Gerais Verificar se:

Os drenos, calhas e colunas de águas pluviais, caso previstos, estão perfeitamente vedados e limpos, permitindo o rápido escoamento da água mesmo em caso de tempestade.

Os guarda-corpos, corrimãos e outros elementos de segurança de pessoas estão perfeitamente acabados e corretamente fixados.

O local está limpo, parte interna e externa do abrigo, com a remoção e descarte de quaisquer resíduos da construção.

Somente materiais de O&M, previamente definidos, devem ser mantidos na miniusina.

Os extintores e demais requisitos de segurança estão em conformidade com o projeto executivo.

Os ambientes que apresentem riscos e restrições de acesso estão devidamente sinalizados.

Sala de Geração Térmica Verificar se:

A proteção contra ruído está em conformidade com o projeto executivo.

A bacia de retenção apresenta volume superior ao volume do tanque de combustível.

A superfície interna da bacia é impermeabilizada com revestimento específico: pintura apropriada para óleo de combustível (diesel/biodiesel) ou manta de impermeabilização.

O piso da miniusina possui uma base para o grupo gerador conforme requisito técnico do fabricante do equipamento.

No perímetro da base do grupo gerador existe uma canaleta com queda direcionada para uma caixa de coleta de efluentes.

O piso, base para o grupo gerador, a canaleta e a caixa de coleta possuem impermeabilização contra vazamento de óleo (pintura ou manta específica).

Existe sistema de exaustão para o ar quente do radiador do grupo gerador.

A sala de geração térmica possui área de abertura, conforme o projeto executivo, para ventilação e/ou ventilação cruzada.

Sala de Baterias Verificar se:

A sala possui aberturas de ventilação e/ou ventilação cruzada conforme determina o projeto executivo.

As áreas estão em conformidade com os requisitos do fabricante.

Sob as baterias foram instaladas bandejas ou bacia de retenção do ácido, devidamente impermeabilizadas, e se o volume destas está em conformidade com o projeto executivo.

Sala de Inversores / Quadros Elétricos Verificar se:

A sala possui aberturas para ventilação e/ou ventilação cruzada, conforme projeto executivo.

Arranjo

Fotovoltaico

Durante a inspeção visual o arranjo fotovoltaico também deve ser conferido, incluindo sua conformidade, módulos, caixa de junção, cabeamento e dutos, identificação e documentação.

Conformidade Verificar se:

As dimensões da estrutura de montagem dos módulos, partes estruturais, fundações, estão em conformidade com o projeto executivo.

Os materiais empregados são os mesmos especificados na lista de materiais do projeto executivo.

A resistência estrutural de materiais está em conformidade com a declaração do fabricante.

Os elementos estruturais apresentam perfeito acabamento.

As superfícies e revestimentos (galvanização, pintura, anodização, etc.) apresentam as qualidades determinadas na descrição do projeto executivo. Para a verificação da qualidade de revestimentos fornecidos por terceiros, não realizados no local, atentar para a declaração do fabricante das estruturas ou do terceiro responsável pelo revestimento.

As superfícies estão perfeitas e apresentam acabamento adequado, especialmente em relação aos revestimentos anticorrosivos.

Módulos Verificar se:

Os módulos instalados são novos e do mesmo tipo que o especificado no projeto executivo.

A montagem dos módulos atende ao estabelecido no manual de instalação do fabricante e respeita, entre outros, a inclinação mínima, distâncias mínimas entre módulos e ponto de fixação.

Os módulos estão fixados firmemente, montados sem sofrer esforços mecânicos provenientes da estrutura (compressão, torção, tensão, flexão, cisalhamento).

Os módulos estão totalmente livres de danos. A parte traseira, filme de Tedlar, que sela o módulo, é muito sensível e não pode apresentar arranhões, riscos, perfurações ou marcas de impacto de objetos. A esquadria de alumínio não pode estar riscada, amassada ou batida. O vidro frontal deve estar sem danos, riscos ou trincas.

As células fotovoltaicas, vistas de frente, apresentam coloração homogênea, sem manchas ou estrias.

O módulo não apresenta bolhas de ar ou manchas entre a célula e o vidro.

Os condutores de interconexão e os contatos na superfície da célula estão totalmente livres de sinais de corrosão.

O módulo está totalmente íntegro, sem avarias. Módulos com furos na esquadria, aplicação de cola ou fita adesiva, pintura, adesivos ou outras alterações devem ser rejeitados.

O módulo não está sendo utilizado como suporte de fixação para outros materiais ou equipamentos.

O filme EVA, entre o vidro e as células, está translúcido, livre de amarelecimento.

Caixas de Junção Verificar se:

As caixas de junção dos cabos da *string* possuem o grau de proteção IP conforme especificado no projeto executivo. O grau de proteção IP da caixa montada e com os cabos inseridos deve permanecer o mesmo.

O local de fixação das caixas de junção está em conformidade com o especificado no projeto executivo. O local deve ter proteção contra intempéries, conforme requerido pela classe de proteção IP da caixa de junção.

Dutos e cabos, saindo da caixa de junção, não causam esforços mecânicos sobre a caixa.

Os fusíveis de *string*¹⁸ são do tipo fotovoltaico (gPV), com corrente calculada conforme o projeto executivo.

Os demais componentes elétricos da caixa de junção (porta fusível, diodos de bloqueio¹⁹, chave de seccionamento CC, DPS, elementos de medição) estão em conformidade com o projeto executivo e em perfeitas condições.

Cabeamento e Dutos Verificar se:

O cabeamento possui as bitolas e comprimentos especificados no projeto executivo. As características dos cabos (fabricante, tipo, normas) devem estar indicadas em cada cabo conforme a lista de materiais, especialmente o cabo da *string*, que deve atender o padrão internacional de qualidade²⁰.

O percurso dos condutores está em conformidade com o projeto executivo.

Os condutores utilizados estão em conformidade com o projeto executivo.

Os conectores que ficarão expostos ao tempo são resistentes aos raios ultravioletas (UV). Essa informação deve constar no *datasheet* dos conectores.

Todas as conexões são idênticas, feitas com conectores de mesmo fabricante. Não aceitar conexões realizadas com conectores de tipos diferentes.

A formação do arranjo (interconexão dos módulos em *strings*) está conforme o projeto executivo.

Todas as conexões estão mecanicamente firmes.

O cabeamento dos módulos fotovoltaicos está fixado na estrutura de suporte apropriada, de tal forma que elimine esforços mecânicos no cabo e impossibilite sua vibração ou movimentação.

Os cabos das *strings* saem da caixa de conexão, na parte traseira do módulo, sem sofrer estresse mecânico.

¹⁸Fusíveis de *String* - Sempre necessários se a corrente reversa, que pode ocorrer nos módulos, for superior a corrente reversa máxima indicada pelo fabricante.

¹⁹Diodos de Bloqueio - Evita que o módulo funcione como carga para outros módulos. Atualmente, a aplicação desses diodos é bastante limitada. O controlador de carga possui dispositivos que apresentam a mesma proteção dos diodos de bloqueio.

²⁰Padrão internacional de qualidade - Norma UL UL4703 ou o requisito de ensaio do TUEV 2 Pfg 1169/08.2007.

Identificação e Documentação Verificar se:

Todos os condutores das *string* estão devidamente identificados na caixa de junção, com o número da *string* e sua polaridade.

Todos os demais equipamentos do arranjo, como caixa de junção, porta fusível, chaves, entre outros, estão devidamente identificados.

A planta *As Built* está em conformidade com a situação encontrada no local de instalação do arranjo fotovoltaico. As plantas *As Built* devem conter as indicações de *layout* dos equipamentos.

A lista de materiais *As Built* do arranjo contém o número de série dos equipamentos e a identificação dos mesmos. Os números de série dos módulos fotovoltaicos devem ser organizados por *string* na lista de matérias *As Built*.

O relatório dos ensaios de potência dos módulos (*flash test report*) foi entregue e contempla todos os módulos fornecidos.

Banco de Baterias

O estado das células chumbo-ácido, estantes, instalação e cabeamento, documentação e identificação devem ser checados durante a inspeção visual, averiguando a sua conformidade com o projeto executivo.

Conformidade Verificar se:

As células, ou blocos de baterias, possuem placas de identificação do fabricante, com indicação do tipo de bateria, sua capacidade em Ah, o seu regime de descarga e a sua tensão nominal.

Cada célula possui um número de série registrado na documentação *As Built*.

A bateria atende as normas especificadas no projeto ou na lista de materiais.

A quantidade de células, a tensão e a capacidade total estão conforme o projeto executivo.

A bitola, ou a seção dos condutores que interligam as células, está em conformidade com o projeto executivo.

Se o fusível inserido no circuito CC, que conecta o banco de baterias, está compatível com a ampacidade do condutor.

O circuito da bateria está equipado com fusível tipo NH, conforme características determinadas no projeto executivo.

Células Chumbo-ácido Verificar se:

As células de chumbo-ácido apresentam nível de eletrólito dentro dos limites indicados na célula. O nível de eletrólito deve ser o mesmo em todas as células.

O vaso das células está livre de danos, como aranhões, rachaduras ou trincas.

As células estão livres de vazamentos, especialmente no entorno dos bornes e na área de junção da tampa com o vaso.

As células estão limpas e sem depósito de poeira em suas superfícies.

As placas das células estão íntegras e sem danos. Não deve haver placas sem conexões ao barramento no topo das células, placas soltas ou partes das placas quebradas ou caídas.

No fundo das células há uma camada muito fina de depósito de óxido de chumbo (PbO). Células novas não devem possuir depósito de material.

Estante para a Bateria e para as Células Verificar se:

A estante para receber as células está construída conforme o projeto executivo.

A estante é confeccionada com material resistente ao ácido ou protegida por um revestimento anticorrosivo.

No caso de baterias com eletrólito líquido, a estante está equipada com uma bandeja ou bacia de retenção impermeável, com capacidade suficiente para reter o volume de ácido de uma célula.

Instalação e Acabamento Verificar se:

Todas as conexões estão mecanicamente firmes.

O torque de aperto, para as conexões entre as células, corresponde ao indicado pelo fabricante.

Foi disponibilizado, junto ao banco de baterias, um *kit* de O&M contendo, no mínimo: densímetro, termômetro, água destilada suficiente para ser acrescentada em todo o banco, além de equipamento de segurança para o manuseio das baterias e do ácido, como luvas, óculos de proteção, entre outros.

Documentação / Identificação Verificar se:

Todas as células estão com identificação do banco de baterias e número sequencial no banco.

A lista de materiais *As Built* contém o número de série dos equipamentos e a identificação destes.

As plantas *As Built* contém as identificações corretas das baterias (número de série e identificação).

A planta *As Built* está totalmente conforme a instalação encontrada no local.

A documentação contém os manuais de instalação, O&M e os relatórios de teste em fábrica.

Quadro Elétrico, Instalação Elétrica e Conexão com a Rede

O quadro elétrico principal, com inversores, controladores e demais itens, a instalação elétrica da miniusina e as conexões com a rede de distribuição também devem ser averiguados durante a inspeção visual.

Conformidade Verificar se:

Os quadros e conexões elétricas estão em conformidade com o projeto executivo.

As bitolas de todos os condutores estão em conformidade com o projeto executivo.

As características dos dispositivos de proteção atendem às especificações do projeto executivo e da lista de materiais, respeitando as orientações do fabricante dos dispositivos de proteção, as normas e as boas práticas de segurança. Especificamente para os DPSs, verificar se são adequados para circuito CA ou CC e se seus parâmetros (U_p , U_c , I_n , I_{max} , I_{imp})²¹ estão de acordo com o especificado no projeto executivo.

Os disjuntores são para operação em circuito CC ou CA, bem como sua curva, e se sua tensão máxima de operação está adequada ao circuito onde será instalado. Já para os fusíveis, verificar sua corrente de atuação, tensão máxima do circuito, faixa de interrupção e categoria de utilização.

O percurso dos cabos permite uma clara visualização das conexões entre os equipamentos. O comprimento dos cabos deve possibilitar o manuseio deles. Os cabos devem estar firmemente fixados no quadro.

Todos os equipamentos são novos, não apresentam nenhum dano e são originais. Não aceitar modificações não autorizadas pelo fabricante. Exigir a autorização explícita por escrito.

Todos os barramentos são protegidos contra acesso ou contato indevido.

A proteção IP do quadro está em conformidade com o projeto executivo e com as condições ambientais (ambiente externo ou interno).

Inversores ou Controladores Verificar se:

Os inversores/controladores instalados estão em conformidade com o projeto executivo e são novos, sem indícios de uso.

A montagem está conforme o manual de instalação do fabricante, respeitando as distâncias mínimas estabelecidas entre os mesmos e entre os equipamentos e as paredes ou demais objetos. Deve-se atentar para outros aspectos de montagem sobre os quais haja recomendação explícita do fabricante.

²¹ U_p Nível de Proteção: Valor máximo de tensão que permanece nos terminais do DPS durante uma corrente de pico; U_c Máxima tensão de operação contínua: Valor de tensão abaixo do qual o DPS não será acionado; I_n Corrente Nominal de Descarga: Valor de pico da corrente na forma de onda 8/20 μ s que atravessa o DPS; I_{max} Corrente Máxima de Descarga: Máximo valor de pico da corrente na forma de onda 8/20 μ s que o DPS pode suportar; e I_{imp} Corrente de Impulso: Máximo valor da corrente de pico na forma de onda 10/350 μ s que o DPS pode suportar.

Fixação Verificar se:

Todos os equipamentos estão firmemente fixados, inclusive o próprio quadro elétrico.

Todos os cabos, dentro do quadro, estão devidamente fixados. Os cabos entre quadros, quadro e equipamento, devem ter suporte de fixação para eliminar o estresse mecânico.

Todas as conexões estão mecanicamente firmes.

Conexão com a Rede Verificar se:

A interligação com a rede de distribuição está em conformidade com o projeto executivo. Verificar se as bitolas dos condutores e os tipos de conectores utilizados estão em conformidade com o projeto executivo.

A proteção contra descargas atmosféricas, DPS e captor, caso necessário, na entrada da rede e na saída da usina, está em conformidade com o projeto executivo. Verificar o tipo de DPS utilizado e a conformidade de suas características com o projeto (U_p , U_c , I_n , I_{max} , I_{imp}).

Documentação e Identificação Verificar se:

Todos os quadros estão identificados.

Todos os equipamentos estão identificados na carcaça. Todos os condutores devem estar rotulados.

As plantas *As Built* contêm as identificações corretas dos equipamentos e condutores.

A planta *As Built* está totalmente de acordo com a situação encontrada no local.

A lista de materiais *As Built* contém o número de série e a identificação dos equipamentos.

Na sala do quadro principal existe um diagrama unifilar do sistema com a identificação de equipamentos. Esse diagrama deve estar afixado na sala.

Geração

Térmica

A inspeção visual também contempla a conferência dos itens referentes à geração térmica da miniusina.

Conformidade Verificar se:

As instalações físicas atendem às especificações do projeto executivo e se contemplam, no mínimo, sala de geração térmica, espaço para o sistema de comando, pequeno almoxarifado, espaço para armazenamento de materiais e resíduos contaminados com óleo.

Há um sistema de separação óleo-água, no caso de haver possibilidade de mistura de óleos (lubrificante ou combustível) com a água, bem como sua conservação.

O grupo gerador possui placa identificadora do fabricante, indicando a potência nominal de operação (kW e kVA) e o número de série. Também se está conforme o projeto executivo e a documentação *As Built*.

Os componentes do grupo motor gerador, como sistema de combustível com filtros, bombas, tubulações, sistema de armazenamento com tanque, duto de abastecimento e escape, estão em conformidade com o projeto executivo.

Todos os equipamentos são novos, se não estão danificados e se não sofreram modificações. Caso haja modificações nos equipamentos, estas devem estar explicitamente autorizadas pelo fabricante, por escrito.

Os materiais e as dimensões das tubulações, mangueiras, tanques, estão em conformidade com a lista de materiais especificada no projeto executivo.

A localização dos equipamentos e as distâncias mínimas entre eles e as paredes atendem ao manual de instalação do gerador.

Os quadros e interligações elétricas estão conforme o projeto executivo.

As bitolas dos condutores estão conforme o projeto executivo.

Montagem Verificar se:

Todos os equipamentos estão fixados firmemente, inclusive o próprio grupo gerador.

As junções entre tubulações, mangueiras e demais equipamentos do sistema de combustível estão firmes e totalmente livres de vazamentos. Devem ser rejeitadas instalações com qualquer tipo de vazamento de combustível.

A tubulação de escape do grupo motor gerador, para fora do abrigo, está conforme o projeto executivo. As juntas de expansão e os fixadores dos tubos devem ser resistentes ao calor. A fixação das tubulações deve ser com amortecedores de vibração.

Grupo Motor Gerador - Motor Verificar se:

A pintura do bloco do motor está em perfeitas condições.

A bandeja do motor está limpa e sem presença de óleo combustível, óleo lubrificante e água.

O(s) cabeçote(s) do bloco do motor não apresenta(m) rachaduras e vazamentos na operação.

O regulador de velocidade está bem fixado e em perfeitas condições.

Grupo Motor Gerador - Sistema de Combustível Verificar se:

O filtro de combustível é novo, está totalmente limpo, bem afixado e sem vazamentos.

A bomba injetora está bem fixada, sem vibrações e sem ruídos na condição de operação.

A tubulação de admissão e retorno de óleo diesel está bem fixada e sem nenhum vazamento.

As operações do sistema de lubrificação, das tubulações e conexões de lubrificação, inclusive o turbo compressor, estão em perfeitas condições. Devem ser rejeitados motores com qualquer tipo de vazamento de óleo de lubrificação no bloco ou carcaça, na tampa da carcaça, no turbo compressor ou em outras partes.

Grupo Motor Gerador - Sistema de Força Verificar se:

Todas as partes mecânicas do grupo motor gerador, incluindo o acoplamento ou transmissão de potência, o mancal de deslizamento e os rolamentos, estão em perfeitas condições e alinhadas.

O mancal de deslizamento e o mancal de rolamento estão devidamente fixados e firmes, apresentam pintura perfeita e presença normal de graxa.

Grupo Motor Gerador - Sistema de Refrigeração Verificar se:

O nível do fluido de refrigeração do motor está dentro dos níveis especificados pelo fabricante.

A ventoinha do radiador está corretamente afixada e em perfeitas condições.

Grupo Motor Gerador - Parte Elétrica Verificar se:

As instalações elétricas do grupo motor gerador, inclusive a excitatriz, o quadro de comando e controle, o sistema de sincronismo (se houver) e o sistema de medição, estão em perfeitas condições de operação, sem avarias visíveis, e seus componentes estão bem afixados.

O gerador possui placa identificadora do fabricante indicando a potência aparente nominal (kVA), a tensão nominal de operação (V), a corrente nominal de operação (A), o fator de potência ($\cos \Phi$) e o número de série. As características devem estar em conformidade com o projeto executivo do grupo motor gerador.

O quadro de comando e controle possui placa identificadora do fabricante indicando o modelo/tipo e seu número de série, estando em conformidade com o projeto executivo e as especificações do fabricante do grupo motor gerador.

Os sistemas de medição do quadro de comando e controle (amperímetro, voltímetro, wattímetro, medidor de energia) e os painéis de alarmes e de sinalização estão bem afixados e em perfeito funcionamento.

O sistema de sincronismo, seus painéis de alarmes e sinalização e suas botoeiras de acionamento estão em perfeitas condições e em pleno funcionamento.

As proteções, como disjuntores, relés auxiliares, relés de sobrecorrente, relés de subtensão e de sobretensão, relés de potência reversa e relés diferenciais estão bem fixados, com conexões elétricas corretas e em perfeitas condições de uso

Todas as conexões elétricas estão mecanicamente firmes. Os cabos entre quadros, quadro e equipamento, devem ter suporte para eliminar o estresse mecânico.

Grupo Motor Gerador - Cabine Silenciadora (caso haja) Verificar se:

As pinturas da carcaça e da cabine silenciadora não estão danificadas e apresentam em perfeitas condições.

Armazém de Combustível e Sistema de Abastecimento Verificar se:

O(s) tanque(s) de combustível está(ão) em conformidade com o projeto executivo, bem como materiais, dimensões e acabamento.

O tratamento anticorrosivo da superfície do tanque não apresenta danos, estando em perfeitas condições.

O sistema de abastecimento (oleoduto, válvula de engate, bombas, entre outros) atende o especificado no projeto executivo.

O(s) tanque(s) de combustível e o sistema de abastecimento não apresentam vazamentos. A bacia de retenção e as valas dos oleodutos devem estar limpas, sem a incidência de óleo combustível e demais óleos lubrificantes e sem incidência de água.

Inspeção Visual com Grupo Motor Gerador em Operação Verificar se:

O grupo motor gerador, incluindo chassis de motor-alternador, subsistemas e sistema de escape, não apresentam vibrações anormais.

As operações das botoeiras de acionamento do quadro de comando e controle estão em perfeito funcionamento.

O nível de água ou fluido de refrigeração está na faixa padrão indicada.

Não há entrada de gás do escapamento na sala técnica do grupo motor gerador. Não aceitar instalações com vazamento de gás do escapamento para dentro da sala.

As condições de operação do turbo compressor sob carga estão perfeitas.

Todo o sistema de força não apresenta vibração anormal na operação.

Em operação, o mancal de deslizamento não apresenta aquecimento anormal.

Em operação, o mancal de rolamento não apresenta aquecimento anormal.

O sistema de refrigeração em operação (tubulações de água, radiador, coletor de água, bomba d'água, indicador de nível de água) apresenta perfeitas condições, sem nenhum vazamento.

A temperatura da água de refrigeração está na faixa padrão preconizada pelo fabricante do equipamento.

A temperatura de operação do óleo está na faixa padrão preconizada pelo fabricante do equipamento.

Documentação e Identificação Verificar se:

Todos os equipamentos principais (grupos geradores, bombas, tanques, filtros, válvulas, tubulações) estão devidamente identificados. No caso de tubulações, a direção do fluxo deve estar indicada.

Todos os cabos, entre os equipamentos e o quadro elétrico geral, estão devidamente identificados.

As plantas *As Built* contém as indicações dos equipamentos, tubulações e condutores.

A situação encontrada no local reflete o exposto na planta *As Built*.

A lista de materiais *As Built* contém o número de série e a identificação dos equipamentos.

Rede de Distribuição

A rede de distribuição também deve ser contemplada durante a inspeção visual.

Conformidade Verificar se:

Toda a rede de distribuição está em conformidade com as normas técnicas da distribuidora (padrão de rede em baixa tensão).

As faixas com supressão de vegetação, necessária ou especificada, foram realizadas devidamente.

As fundações dos postes foram realizadas corretamente, respeitando as normas técnicas das distribuidoras de energia elétrica e as condições de solo do local.

A posição dos postes e o trajeto da rede de distribuição correspondem ao projeto executivo.

Os condutores da rede possuem as características especificadas no projeto executivo (bitola e isolamento do condutor).

Os demais itens da rede de distribuição, como cruzetas, isoladores, para-raios, chaves seccionadoras, fusíveis e aterramento, foram instalados conforme o padrão de rede exigido pela distribuidora de energia elétrica e o projeto executivo.

Os padrões de entrada foram realizados conforme as normas técnicas da concessionária. Verificar poste, caixa do medidor e medidor, conexões, disjuntores / proteções, aterramento e condutores utilizados.

A instalação interna das residências foi realizada conforme as normas técnicas da contratante.

Bom Acabamento da Obra Verificar se:

Todas as conexões estão mecanicamente firmes.

A obra foi entregue limpa, não deixando resíduos de construção no local.

Documentação e Identificação Verificar se:

A rede foi devidamente mapeada e georeferenciada, conforme especificação da contratante, contendo a lista com os pontos de georreferenciamento em CAD²² ou ArcGIS²³.

A situação encontrada para a localização dos postes, disposição dos condutores, das chaves, para-raios, padrão de entrada, entre outros, corresponde ao exposto nas plantas *As Built*.

²² CAD - (do inglês: *computer aided design*) É o nome genérico de sistemas computacionais (*software*) utilizados pela engenharia, geologia, geografia, arquitetura e *design* para facilitar o projeto e desenho técnicos.

²³ ArcGIS - É um conjunto de *softwares* de Sistema de Informação Geográfica produzido pela empresa americana ESRI (*Environmental Systems Research Institute*), que fornece ferramentas baseadas em padrões para realização de análise espacial, armazenamento, manipulação, processamento de dados geográficos e mapeamento.

Modelo de *Checklist*

Com o objetivo de auxiliar na conferência dos itens que compõem a inspeção visual, sugerimos a preparação de um *checklist* para cada tópico apresentado no Capítulo 3.

Na página ao lado, apresentamos um modelo de *checklist* para a inspeção visual dos itens que compõem a Rede de Distribuição.

O modelo pode ser aplicado para todos os componentes a serem analisados na etapa de inspeção visual. Para isso, basta substituir a lista de itens a serem verificados, apresentada na primeira coluna. Marcar SIM para os itens que estiverem em conformidade e NÃO para os itens inspecionados que apresentem pendências, defeitos ou outras inconformidades. Caso seja encontrada alguma pendência, defeito ou inconformidade, esta deve ser descrita na última coluna.

Modelo de Checklist para a Inspeção Visual

Rede de Distribuição			
Item	SIM	NÃO	DESCRIÇÃO Pendência - Defeito Inconformidade
Conformidade			
Toda a rede de distribuição está em conformidade com as normas técnicas da distribuidora (padrão de rede em baixa tensão).			
As faixas com supressão de vegetação, necessária ou especificada, foram devidamente realizadas.			
As fundações dos postes foram realizadas corretamente, respeitando as normas técnicas das distribuidoras de energia elétrica e as condições de solo do local.			
A posição dos postes e o trajeto da linha correspondem ao projeto executivo.			
Os condutores da rede possuem as características especificadas no projeto executivo (bitola e isolamento do condutor).			
Os itens auxiliares, como cruzetas, isoladores, para-raios, chaves seccionadoras, fusíveis e aterramento, foram instalados conforme o padrão de rede exigido pela distribuidora de energia elétrica e o projeto executivo.			
Os padrões de entrada foram realizados conforme as normas técnicas da distribuidora. Verificar poste, caixa do medidor e medidor, conexões, disjuntores / proteções, aterramento e condutores utilizados.			
A instalação interna das residências foi realizada conforme as normas técnicas da contratante.			
Bom Acabamento da Obra			
Todas as conexões estão mecanicamente firmes.			
A obra foi entregue limpa, não deixando resíduos de construção no local.			
Documentação e Identificação			
A rede foi devidamente mapeada e georeferenciada, conforme especificação da contratante, contendo a lista com os pontos de georreferenciamento em CAD ou ArcGIS.			
A situação encontrada para a localização dos postes, condutores, chaves, para-raios, padrão de entrada, entre outros corresponde ao exposto nas plantas <i>As Built</i> .			



Interior da miniusina fotovoltaica - Sala do Banco de Baterias .
Ilha de Araras . Curralinho . PA
Crédito: Bruno Spada



Capítulo 4

Testes Funcionais Específicos



Os Testes Funcionais Específicos

Os testes funcionais têm como objetivo analisar se a operação da miniusina está adequada e em conformidade com as especificações do projeto executivo.

Esses testes devem ser realizados para cada componente da miniusina, atestando a qualidade, a segurança e a confiabilidade, possibilitando à distribuidora identificar se a operação dos equipamentos está ou não em conformidade com o projeto executivo.

Os testes funcionais também avaliam o desempenho global da miniusina com relação à geração de energia elétrica para cada uma das fontes de geração.

Arranjo

Fotovoltaico

Avaliação dos Relatórios de Ensaio de Potência - *flash test reports*

Esses testes são ensaios rotineiros na totalidade dos módulos, padrão da indústria fotovoltaica. O critério de aceitação deve ser definido no contrato ou pela especificação técnica. Não devem ser aceitos módulos com características fora das especificações e nem o conjunto de módulos com potência abaixo do total especificado ou contratado.

Avaliação dos Relatórios *flash test* do Fabricante

Como resultado do *flash test*, o fabricante ou fornecedor do módulo deve fornecer os principais parâmetros elétricos, como corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de máxima potência (I_{mpp}), tensão de máxima potência (V_{mpp}), máxima potência (MPP), fator de forma (FF) e demais dados de medição de cada módulo.

É responsabilidade da contratada verificar se todos os módulos fornecem a potência nominal garantida e dentro das tolerâncias de potências determinadas. Para esse fim, a potência indicada no relatório *flash test*, no Ponto de Máxima Potência (MPP) nas condições STC (*Standard Test Conditions*), deve ser comparada com a potência nominal e com a tolerância indicada no catálogo do módulo.

O módulo que obtiver potência menor que a especificada, considerando as tolerâncias explicitadas, deve ser rejeitado e outro módulo com nível de potência adequado deve ser instalado.

Critérios de Aceitação

Os módulos fotovoltaicos poderão ser aceitos para instalação no local se atenderem às seguintes condicionantes:

- Os dados do teste de *flash* do fabricante devem confirmar que todo módulo entregue possui potência MPP dentro das faixas de tolerância definidas;
- A inspeção visual executada em uma amostra de módulos, de acordo com o item 10.1 da Norma IEC 61215, não deve indicar defeitos, danos ou anormalidades;
- A potência MPP total de todos os módulos entregues corresponde à potência contratada.

Continuidade e Aterramento

Verificar a resistência do aterramento e a continuidade deste.

O teste de resistência de aterramento deve ser feito com equipamento apropriado e realizado conforme as instruções do manual do equipamento.

Por sua vez, a verificação da continuidade de aterramento envolve a medição da resistência entre os diversos pontos conectados à barra de aterramento e à barra de equipotencialização. Os testes de continuidade devem resultar em uma resistência próxima a zero ohm.

Teste de Isolamento (Teste Megger)

O teste de isolamento Megger irá determinar a integridade de condutores e componentes elétricos. O megôhmetro²⁴, instrumento usado para medir resistência de isolamento, permite detectar e diagnosticar falhas nos equipamentos elétricos.

Recomendações de Segurança Contra Risco de Choque Elétrico

O circuito CC do arranjo de módulos fotovoltaicos está em funcionamento durante o dia e, ao contrário de um circuito CA, não pode ser desligado antes da realização do teste. Consequentemente, na realização desse teste há risco de choque elétrico. É importante compreender inteiramente o processo antes de iniciar qualquer procedimento. É recomendável que as seguintes medidas de segurança sejam seguidas:

- Ao realizar o teste de isolamento não tocar na superfície metálica. É essencial adotar medidas para impedir que pessoas toquem, com qualquer parte do corpo, em qualquer superfície metálica, bem como na parte de trás do módulo ou laminado, ou módulo/terminais laminados;
- Sempre que o megôhmetro é energizado há tensão na zona de teste. O equipamento de teste deve ter capacidade de autodescarga automática;
- Equipamentos de proteção individual devem ser usados durante o teste.

Método de Ensaio

O teste de isolamento do arranjo deve ser feito na condição molhada. Os procedimentos para o teste de isolamento de arranjo molhado podem ser encontrados na Norma ASTM Std E 2047 - “Standard Test Method for Wet Insulation Integrity Testing of Photovoltaic Arrays”.

O teste deve ser realizado em cada arranjo de módulos fotovoltaicos. É também possível testar fileiras individuais ou *strings*, se requisitado. Dois métodos de teste são possíveis:

MÉTODO 1: Teste entre terminal negativo do arranjo e terra, seguido de um teste entre terminal positivo do arranjo e terra.

MÉTODO 2: Teste entre terra e arranjo em curto-circuito.

Quando a estrutura ou quadro são aterrados, ao realizar o teste, deve-se garantir um bom contato e a continuidade de condução elétrica ao longo de todo o quadro metálico.

Para arranjos que não têm partes condutoras acessíveis, como os telhados de módulos fotovoltaicos, o teste deve ser entre os cabos do arranjo e o terra da instalação.

²⁴ Nota importante: Megôhmetros comuns (para ensaios de instalações elétricas gerais) não são apropriados ou compatíveis com ensaios de arranjos fotovoltaicos, pois requerem que o circuito a ser ensaiado seja desenergizado. Porém módulos ou arranjos fotovoltaicos não podem ser desenergizados (com pouca luz já estarão na sua tensão de circuito aberto de até 1.000 V). É necessário o emprego de megôhmetros específicos para aplicação em sistemas fotovoltaicos, os quais são preparados para trabalhar em circuitos energizados de até 1.000V.

Nos casos nos quais se utiliza o Método 2, os cabos positivos e negativos do arranjo devem ser curto-circuitados através de um dispositivo adequado para a realização do curto-circuito, o qual deve incorporar uma chave seccionadora CC com capacidade de interrupção da corrente de curto-circuito. Deve-se garantir que todos os cabos do arranjo estejam seguramente conectados ao dispositivo para a realização do curto-circuito.

Procedimentos Iniciais de Segurança para a Realização dos Ensaios

Deve-se proibir o acesso de pessoas não autorizadas; isolar o arranjo do módulo fotovoltaico do inversor, geralmente na chave seccionadora do arranjo; e desligar qualquer equipamento que possa ter um impacto sobre a medição do isolamento, como os DPS's instalados nas caixas de derivação ou junção.

Deve-se seguir as instruções de teste do dispositivo de resistência do isolamento para garantir que a tensão de teste esteja de acordo com a Tabela 0-2, conforme ABNT NBR 16274, e leituras no Teste Megger. A resistência de isolamento, medida com a tensão de teste indicada, é satisfatória se cada circuito tiver uma resistência de isolamento não inferior ao valor definido na tabela abaixo.

Método de Teste	Tensão do Sistema (Voc stc x 1,25)	Tensão do Teste (V)	Resistência Mínima do Isolamento (MΩ)
Método de Teste 1 Testes de separação para arranjos positivos e arranjos negativos.	<120	250	0,5
	120 – 500	500	1
	>500	1000	1
Método de Teste 2 Arranjos positivos e arranjos negativos em curto.	<120	250	0,5
	120 – 500	500	1
	>500	1000	1

Tabela 0-2: Valores mínimos de resistência do isolamento de acordo com a ABNT NBR 16274.

Avaliação Quantitativa de Sombreamento

O arranjo fotovoltaico deve ser instalado em locais que evitem que o sombreamento de objetos próximos possa impactar significativamente no desempenho da miniusina. Dado o impacto que o sombreamento pode ter sobre a geração de uma miniusina fotovoltaica, a quantidade de sombreamento deve ser avaliada.

Avaliação Quantitativa do Sombreamento Usando Equipamento e Software Especializados

A eficiência na geração de energia através de painéis fotovoltaicos é reduzida caso existam obstáculos que impeçam, em algum momento, a incidência dos raios solares diretamente neles.

Caso no entorno do(s) arranjo(s) se encontre algum objeto que possa causar sombreamento, ou exista um horizonte significativo (objetos distantes), uma análise quantitativa de sombreamento deve ser realizada.

Essa avaliação envolve o uso de equipamento e *software* especializados, por exemplo:

- Sistema Solar Pathfinder²⁵;
- Horicatcher da empresa Meteotest²⁶;
- *Software* PVsyst²⁷.



Figura 0-4: Sistema Solar Pathfinder.

A seguir, analisaremos um exemplo de utilização do equipamento do Sistema Solar Pathfinder, que permite gravar o horizonte de forma rápida a fim de determinar as restrições de radiação solar provocadas por obstáculos, associado ao *software* de análise de radiação solar PVsyst.

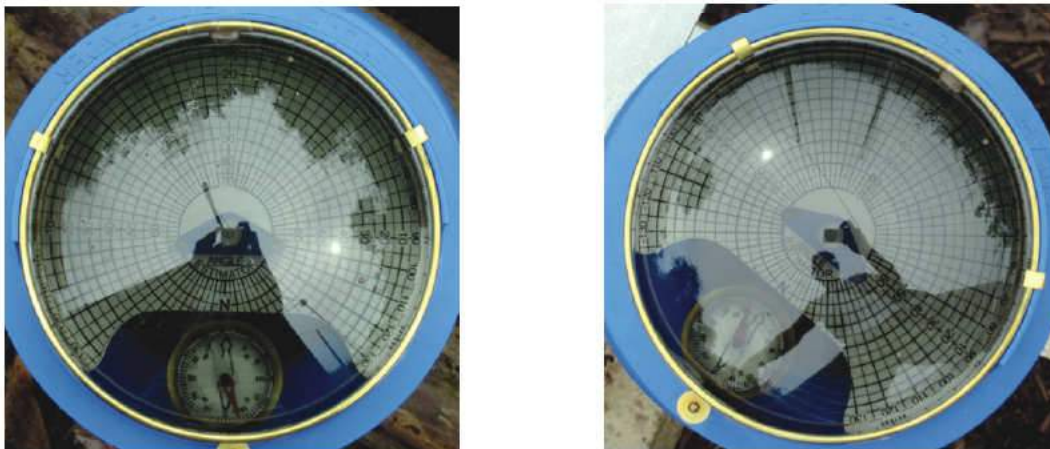


Figura 0-5: Fotografias do Solar Pathfinder.

Resumidamente, esse equipamento consiste em um domo de vidro que reflete as sombras decorrentes de obstáculos ao redor do local a ser analisado, como demonstra a Figura 0-5. Os reflexos incidem sobre marcações possibilitando associar uma altura angular com o ângulo de azimute do sol. O operador deve se posicionar, com uma câmera digital de boa resolução, por cima do equipamento e fazer uma foto para posterior obtenção dos valores de sombreamento e registro, apresentados como exemplo na Tabela 0-3.

²⁵ <http://www.solarpathfinder.com>

²⁶ http://www.meteotest.ch/en/business_fields/solar_energy/horicatcher/

²⁷ <http://www.pvsyst.com/en/software>

Height (°)	30.0	24.0	26.0	28.0	22.0	25.0	23.0	26.0	26.0	24.0	18.0	32.0	28.0
Azimuth (°)	-180	-170	-160	-150	-140	-130	-120	-110	-100	-90	-80	-70	-60
Height (°)	14.0	14.0	15.0	25.0	11.0	9.0	11.0	13.0	14.0	16.0	15.0	12.0	14.0
Azimuth (°)	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60	70
Height (°)	16.0	17.0	17.0	19.0	21.0	30.0	38.0	36.0	31.0	33.0	30.0		
Azimuth (°)	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180		

Tabela 0-3: Linha do horizonte obtido pelas fotografias *Sunpathfinder* (azimute negativo = leste).

Com a utilização do *software* PVsyst, por exemplo, é possível inserir os valores da Tabela 0-3, bem como as coordenadas do local, e obter como resultado uma análise de sombreamento, como ilustra a Figura 0-6.

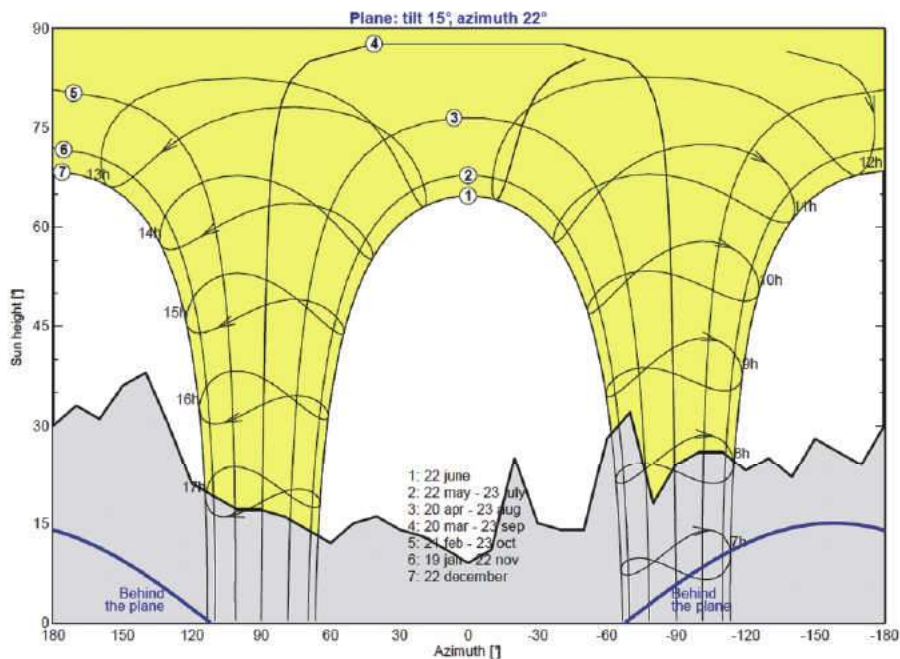


Figura 0-6: Exemplo de análise de sombreamento com PVsyst.

Utilização do Solar Pathfinder

- Caso as medições sejam feitas no hemisfério sul, o equipamento deve ser orientado para a direção norte. Para isso, pode ser usada a bússola embutida no Solar Pathfinder ou um GPS com bússola integrada. Usando a bússola no Pathfinder, a declinação magnética deve ser considerada (desvio entre norte magnético e norte geográfico). A declinação magnética varia ano a ano e informações atualizadas podem ser obtidas pelo site do Observatório Nacional: <http://www.on.br>;
- As fotos da calota do Solar Pathfinder devem ser tiradas com a câmera posicionada de forma perpendicular, cobrindo toda a calota, e em boa resolução;
- O operador da câmera deve se posicionar de forma a evitar que os reflexos do sol afetem a resolução da foto;
- Próximo à linha do Equador é necessário posicionar o Solar Pathfinder em duas posições, primeiramente, orientado para o norte e, posteriormente, rotacionado em 180° orientado para o sul, para se obter o horizonte completo;

- É recomendado tirar mais de uma foto de cada posição de orientação, fazendo uma análise dessas fotos para a obtenção do valor médio de elevação a ser inserido, posteriormente, no *software* PVsyst. A Tabela 0-3 anterior apresenta os valores médios de elevação, obtidos a partir da leitura dos dados fornecidos pelas fotos do equipamento Solar Pathfinder.

Além do procedimento de utilização do Solar Pathfinder, apresentado a título de exemplo, existem outras maneiras de utilizar o equipamento, seja com o estimador de ângulo da sombra, que é o caso aqui abordado, seja com diagramas de caminhos solares, que são dependentes da latitude em análise e fornecem quantas horas de sol há em cada mês do ano. Com um programa específico, comercializado pela Solar Pathfinder, essas informações são processadas para dar a estimativa de geração.

Utilização do PVsyst

Uma vez obtidos os valores médios de elevação, conforme ilustrado na Tabela 0-3, os dados serão inseridos no programa PVsyst, que avaliará o impacto do sombreamento na produção de energia, produzindo em seu relatório de saída um gráfico como ilustra a Figura 0-6.

Nesse gráfico, a ordenada é a elevação do sol (*Sun Height*) e a abscissa é o azimute (*azimuth*), com ambas unidades em graus. As linhas numeradas de 1 a 7 representam as diferentes trajetórias do sol para o local estudado, em sete diferentes dias no ano, cobrindo todas as estações. A linha que delimita a área de cor cinza representa as diferentes alturas do sombreamento, para diferentes azimutes, obtida a partir das fotos do Solar Pathfinder. Na Figura 0-6, podemos verificar que o sombreamento impacta na geração solar após às 17h, no dia 20 de abril (linha 3). Já no dia 22 de dezembro (linha 7), o impacto do sombreamento sobre a geração se verifica a partir das 17h.

Alternativamente ao PVsyst, poderá ser utilizado um programa comercial para efetuar a análise de sombreamento, que se encontra disponível no *site* do Solar Pathfinder.

Ensaio Elétricos

Para qualquer tamanho de sistema devem ser medidas a tensão do arranjo, ou *string*, em circuito aberto (*Voc*), e a corrente de curto-circuito (*Isc*). Para sistemas com potência instalada superior a 10 kWp, deve-se verificar a curva I-V dos arranjos. As curvas I-V devem ser obtidas por equipamento específico e apropriado para o nível de corrente do sistema.

Curva I-V do arranjo

Para grandes usinas de energia solar, medições de curva de subsistemas devem ser sistematicamente realizadas. Fileiras ou *strings* individuais são medidas adicionalmente, caso ocorram grandes variações nos subsistemas.

Através das medições das curvas podem ser identificados erros nas interligações (cabeamento das fileiras, ou *strings*, e na caixa de junção), módulos defeituosos, combinações inválidas de módulos dentro de uma fileira ou *string* (Figura 0-7) e grandes variações no desempenho de fileiras ou *strings* individuais. Geralmente, através das medições de desempenho, é determinado se a contratante obteve o desempenho assegurado pelo contrato. Em medições efetuadas em laboratório credenciado, o desempenho dos módulos solares cristalinos pode ser medido com precisão de 2%.

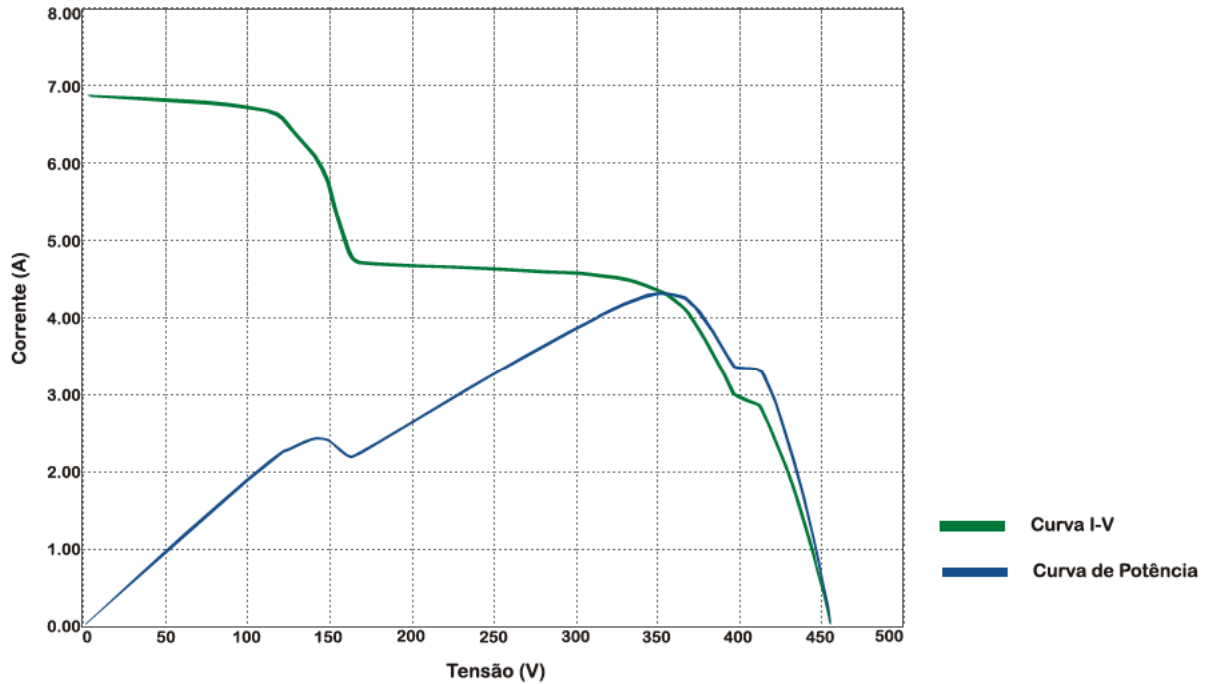


Figura 0-7: Curvas fortemente deformadas devido ligação em série de módulos diferentes.

Para as medições em campo, com resultados confiáveis e em conformidade com a Norma IEC 61829, a radiação solar deve ser de 700 W/m^2 . Por conseguinte, os erros em relação aos aspectos espectrais serão pequenos. Se as medições forem realizadas em dias com boa radiação solar, os níveis de radiação estarão bem acima de 700 W/m^2 e, portanto, próximos às condições STC.

Um problema verificado com medições em campo está na radiação elevada, que pode resultar em uma temperatura da célula próxima a 50°C e ocasionar erro no traçado da curva I-V. A fim de minimizar os erros na medição da temperatura, deve-se: utilizar vários pontos de medição dentro do gerador solar com sensores de temperatura PT 100; proteger os sensores das correntes de ar; realizar medição adicional de infravermelho como medida de controle; e gravar a temperatura ambiente durante a fase de medição.

Medição da Tensão do Arranjo ou *String* em Circuito Aberto

A contratada deverá registrar e manter atualizados dados dos valores das medições elétricas da:

- Tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico;
- Tensão de circuito aberto de cada *string*.

Esses dados servem como um certificado para as partes envolvidas no empreendimento e determinam se o sistema fotovoltaico está completamente operacional e seguro.

A abertura do circuito de cada *string*, para obtenção da tensão em circuito aberto, deve ser feita antes de se fechar alguma chave seccionadora CC ou antes da instalação dos dispositivos de proteção de sobretensão (se houver).

Antes da medição da tensão de circuito aberto de cada *string* e para sistemas com diodos de bloqueio de fileira, deve-se isolar o sistema e medir a queda de tensão no diodo.

Para sistemas sem diodos de bloqueio de fileira deve-se remover os fusíveis de fileira e medir a queda de tensão na *string*.

Os valores medidos devem ser comparados com o valor disponibilizado pelo catálogo do fabricante. A comparação com os valores disponibilizados é uma verificação das condições físicas da instalação e não pode ser adotada como medição do desempenho do módulo ou do arranjo fotovoltaicos.

Para sistemas com múltiplas fileiras idênticas e com condições de radiação estável, a tensão entre as fileiras deve ser comparada. Esses valores devem ser aproximados, com uma variação aceitável de até 5% para as condições de radiação estável.

Para condições de radiação não estável, os seguintes procedimentos podem ser adotados:

- Os testes podem ser feitos com o uso de vários multímetros, utilizando um multímetro em uma determinada fileira, como referência;
- Uma leitura do piranômetro pode ser usada para realizar uma correção sobre a leitura do multímetro;
- Em último caso, pode-se optar pela prorrogação do teste.

NOTA: Tensões inferiores aos valores esperados podem indicar um ou mais módulos conectados com polaridade errada; falhas devido ao isolamento deficiente; danos subsequentes e/ou acúmulo de água nos eletrodutos e caixas de junção.

Tensões superiores às esperadas são, geralmente, resultantes de erros de conexão.

Critérios de Aceitação

$$P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I / I_{stc}$$

Onde:

- **P_{cc}** é a potência CC de entrada do inversor, com precisão melhor que $\pm 2\%$ [W];
- **P_{nom}** é a potência nominal do gerador fotovoltaico [Wp];
- **I** é a radiação em [W/m²] medida na superfície do módulo, com precisão superior que $\pm 4\%$;
- **I_{stc}**, igual a 1000W/m², é a radiação em W/m² nas condições de teste padrão (temperatura das células fotovoltaicas de 25°C e condições de massa de ar de 1.5).

$$P_{ac} > 0,90 * P_{dc}$$

Onde:

- **P_{ac}** é a potência ativa na saída dos inversores, com precisão melhor que $\pm 2\%$.

$$P_{ac} > R * P_{nom} * I / I_{stc}$$

Onde:

- **R** é um fator multiplicador igual a 0.78.

Nota: A lista de condições citada acima deve ser verificada para $I > 600 \text{ W/m}^2$.

Durante essas medições, se um módulo estiver operando com temperatura acima de 40°C, medida na face traseira do módulo, a correção da corrente pela temperatura deve ser aplicada. Nesse caso, a equação para o cálculo do Pcc deve ser ajustada para:

$$P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0.08) * P_{nom} * I / I_{stc}$$

Onde:

- **P_{tpv}** indica perdas de temperatura do gerador fotovoltaico, obtidas no catálogo do módulo. As demais perdas do gerador (ótica, resistência, quedas do diodo, defeitos de acoplamento) são geralmente aceitas com 8%. Tendo conhecimento da temperatura das células fotovoltaicas, as perdas de temperatura de um gerador fotovoltaico - P_{tpv}, podem ser calculadas a partir da equação:

$$P_{tpv} = (T_{cel} - 25) * C_{mpp}$$

Onde:

- **C_{mpp}** é o coeficiente de temperatura da potência (parâmetros oferecidos pelo fabricante);
- **T_{cel}** é a temperatura da célula de um módulo, que pode ser medido por meio de um sensor PT100 conectado na face traseira do módulo.

Medição da Corrente Curto-circuito

A finalidade da medição da corrente de curto-circuito de cada *string* de módulos fotovoltaicos é verificar se não há falhas graves na conexão dos módulos. Esses testes não devem ser admitidos como medição do desempenho do módulo ou do arranjo fotovoltaico.

Dois métodos de testes são possíveis:

- Para sistemas com diodos de bloqueio de fileira: deve-se provocar um curto-circuito no sistema e medir a corrente paralela ao diodo;
- Para sistemas sem diodos de bloqueio de fileira: deve-se isolar o sistema, retirar os fusíveis de fileira e medir a corrente em cada uma das fileiras.

Descrição do Teste

A corrente de curto-circuito de cada fileira de módulos fotovoltaicos deve ser medida utilizando equipamento de teste adequado. A produção ou interrupção de correntes de curto-circuito são potencialmente perigosas e um método adequado, tal como descrito abaixo, deve ser adotado.

Os valores medidos devem ser comparados com o valor esperado, obtido a partir do catálogo do fabricante. Para sistemas com múltiplas *strings* idênticas e onde há condições de radiação estável, a tensão entre as *strings* deve ser comparada. Esses valores devem ser aproximados, com uma variação aceitável de até 5% para as condições de radiação estável.

Para as condições de radiação não estável, os seguintes procedimentos podem ser adotados:

- Os testes podem ser feitos usando vários multímetros, com um multímetro em uma determinada fileira, como referência;
- Em último caso, pode-se optar pela prorrogação do teste.

Procedimentos

Verificar se todas as fileiras de módulos fotovoltaicos estão isoladas umas das outras e se todas as chaves seccionadoras CC estão abertas.

Um curto-circuito temporário deve ser introduzido na fileira em teste. Isso pode ser obtido da seguinte forma:

- a. Um cabo de curto-circuito ligado temporariamente à chave seccionadora já presente no circuito da *string*;
- b. Uso de uma caixa teste de chave de curto-circuito, ou seja, uma carga de ruptura nominal do dispositivo que pode ser temporariamente introduzida no circuito para criar um curto-circuito comutado.

Em qualquer caso, a capacidade de condução de corrente do dispositivo de comutação e do condutor de curto-circuito deve ser maior do que a corrente nominal do curto-circuito.

A corrente de curto-circuito pode, então, ser medida utilizando-se um alicate amperímetro ou pela instalação de um amperímetro em série com o circuito.

É importante destacar que a caixa teste de chave de curto-circuito é um item do equipamento de teste que pode ser utilizado tanto para testes de curto-circuito como também para testes de isolamento do arranjo dos módulos fotovoltaicos.

Inspeção dos Módulos com Termovisor

A finalidade da inspeção com termovisor (imagem infravermelha) é detectar variações irregulares de temperatura dos módulos fotovoltaicos em funcionamento. Tais variações de temperatura podem indicar problemas dentro dos módulos e/ou dos arranjos, tais como: células de polarização inversa; falha do diodo de *bypass*; falha de adesão da solda; conexões ruins; e outras condições que levem às altas temperaturas localizadas durante a operação.

Essa inspeção pode ser incorporada ao processo de verificação inicial ou periódica. Pode também ser utilizada para solucionar problemas em um módulo, *string* ou arranjo.

Inspeção de Pontos Quentes nos Módulos Fotovoltaicos com Termovisor

Para a detecção de módulos com defeito, ou módulos não conectados, observar os geradores solares com um termovisor (câmera infravermelha) de alta resolução. Com esse método os gradientes de temperatura dentro de um módulo, dentro de arranjos, ou até em subsistemas maiores, se tornam visíveis. Também é possível verificar as temperaturas de condutores, caixas de junção e outros dispositivos elétricos no gerador fotovoltaico.

A Figura 0-8 mostra a imagem infravermelha de um gerador solar com um módulo defeituoso. Nesse módulo há um local com superaquecimento de uma fileira completa de células. Esse efeito, conhecido como efeito *hot spot*, no qual células individuais dentro de um módulo solar superaquecem, pode ser facilmente identificado através de uma imagem infravermelha.

Além dessas aplicações do padrão termográfico para detectar aumento da temperatura local em módulos solares defeituosos, módulos incorretamente instalados (ligados) são detectados através desse método. Na Figura 0-9, por exemplo, observar que a temperatura é maior em parte do gerador solar, apresentando módulos mais claros no lado esquerdo da imagem.

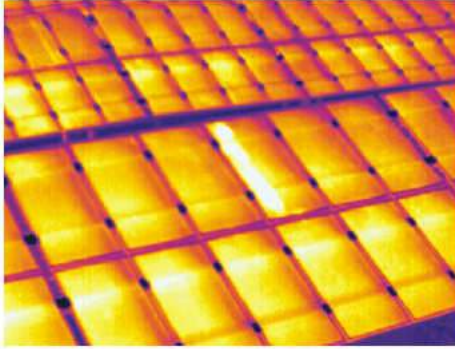


Figura 0-8: Análise da temperatura de um gerador solar com módulo defeituoso.

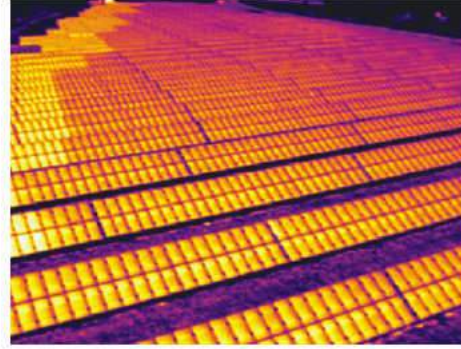


Figura 0-9: Análise da temperatura de módulos em arranjos não instalados corretamente (no lado esquerdo).

Casos que identificam módulos com *hot spots* devem ser analisados em detalhe. A Figura 0-10 mostra um módulo solar com uma célula claramente mais aquecida. A diferença de temperatura é de cerca de 10K. Outro exemplo de um módulo com defeito, identificado através de fotografia de infravermelho, Figura 0-11, mostra que uma fileira (*string*) de células dentro do módulo falhou completamente. O diodo de *bypass* dessa fileira de células aqueceu fortemente.

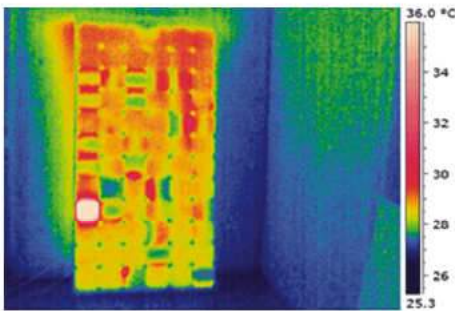


Figura 0-10: Forte aquecimento de uma célula dentro de um módulo solar, devido à maior resistência de contato na área do conector da célula.

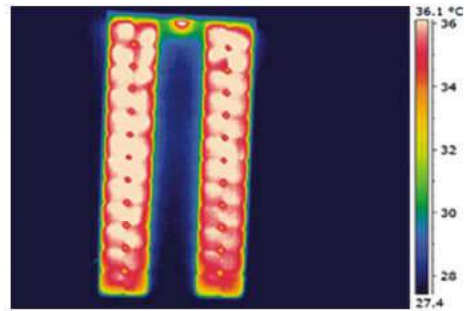


Figura 0-11: Ao rever a caixa de junção dos módulos foi verificado que o diodo *bypass* foi soldado com polaridade invertida.

Procedimento Para Obter Imagens Infravermelhas

Para a inspeção com câmera de infravermelho, o arranjo de módulos fotovoltaicos deve estar no modo de operação normal (potência máxima). A radiação na superfície do arranjo deve ser superior a 400 W/m^2 e em condições atmosféricas estáveis. A melhor situação é a radiação relativamente constante, com mais de 600 W/m^2 na superfície do arranjo, garantindo que haja corrente suficiente para causar diferenças perceptíveis de temperatura.

Dependendo da construção do módulo e sua configuração de montagem, determinar qual lado do módulo produz a imagem térmica mais perceptível, processo que necessita ser repetido para cada lado do módulo.

Cada módulo do arranjo, ou subsistema em questão, deve ser examinado com atenção especial aos diodos de bloqueio, caixas de junção, conexões elétricas, ou quaisquer outros problemas no arranjo, especificamente identificados, que apresentem uma diferença de temperatura perceptível em relação ao seu entorno imediato.

Quando digitalizar a frente de um arranjo, o operador da câmera deve tomar cuidado para não fazer sombra sobre a área de investigação.

Nota: A visualização do arranjo pela parte traseira minimizará a interferência da luz refletida pelo vidro do módulo. A visualização pela parte frontal geralmente fornece imagens facilmente perceptíveis devido à condutividade térmica do vidro.

Posicionamento da câmera

Mesmo que o vidro tenha uma emissividade de 0,85-0,90 na banda de frequências 8-14 μ m, medições térmicas em superfícies de vidro não são fáceis de serem executadas, devido aos reflexos e à variação da emissividade. Reflexos no vidro significam que objetos com temperaturas diferentes no entorno, como nuvens e o operador do termovisor, podem ser vistos claramente na imagem térmica do vidro, resultando em erros de interpretação (falsos *hot spots*) e erros de medição.

A fim de se evitar reflexos no vidro, do termovisor ou do operador da imagem infravermelha, não se deve posicionar a câmera perpendicularmente aos módulos que estão sendo inspecionados. No entanto, a emissividade é máxima quando a câmera é posicionada perpendicularmente e diminui com um ângulo crescente. Consequentemente, um ângulo de visão de 5-60° é mais adequado para a realização dos testes. A Figura 0-12 mostra a dependência da emissividade e refletividade do ângulo de visão e a Figura 0-13 mostra o ângulo de visão recomendado.

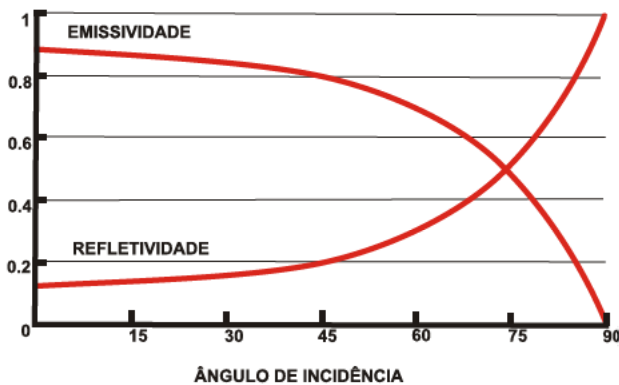


Figura 0-12: Dependência da emissividade e refletividade do ângulo de visão.



Figura 0-13: Ângulo de visão recomendado (verde) e a ser evitado (vermelho).

Olhando de uma perspectiva diferente

Na maioria dos casos de sistemas fotovoltaicos instalados, pode-se utilizar também um termovisor na parte traseira dos módulos, como apresentado na Figura 0-14. Esse método minimiza a interferência de reflexos do sol e das nuvens. Em contrapartida, as temperaturas obtidas nessa posição podem ser mais elevadas, pois a célula está sendo medida diretamente, sem a proteção da superfície de vidro.

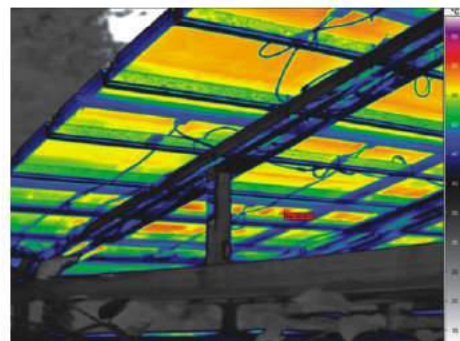


Figura 0-14: Foto infravermelha da parte traseira de um arranjo fotovoltaico.

Condições ambientais durante a inspeção

Quando realizar a inspeção com termovisor o céu deve estar claro, pois as nuvens reduzem a irradiância solar, devido às temperaturas menores no módulo, e produzem interferência através de reflexos. No entanto, imagens informativas podem ser obtidas mesmo com o céu nublado, desde que o termovisor utilizado seja suficientemente sensível.

A velocidade do vento deve ser muito baixa, uma vez que qualquer fluxo de ar, sobre a superfície do módulo solar, fará com que o arrefecimento convectivo reduza o gradiente térmico. Quanto menor a temperatura do ar, maior será o potencial de contraste térmico. Assim, recomenda-se realizar as inspeções termográficas no início da manhã.

Outra maneira de melhorar o contraste térmico é desligar o arranjo fotovoltaico, deixando-o em circuito aberto, de maneira a permitir que o aquecimento ocorra somente através de irradiação solar. Uma carga é então ligada e as células são observadas na fase de aquecimento.

Em circunstâncias normais, o sistema deve ser inspecionado alimentando carga.

Erros de medição

Os erros de medição surgem principalmente devido ao posicionamento errado da câmera e a condições ambientais não apropriadas. Erros típicos de medição são causados por: ângulo de visão muito reduzido; mudança na radiação solar ao longo do tempo; reflexos do sol; nuvens; objetos do entorno; configuração da medição e por sombreamento parcial de obstáculos próximos.

O sombreamento e rachaduras nas células aparecem como *hot spots* ou como manchas poligonais na imagem térmica. O aumento da temperatura de uma célula ou de parte de uma célula pode indicar defeito na mesma ou sombreamento. Nesse caso, imagens térmicas obtidas em condições sob carga, sem carga e de curto-circuito devem ser comparadas.

Documentação

A temperatura do módulo deve ser relativamente uniforme, sem áreas com significativas diferenças de temperatura. No entanto, é de se esperar que o módulo esteja mais quente ao redor da caixa de junção, em comparação com outras áreas, pelo fato de o calor não ser tão bem conduzido para as demais áreas. Também é normal, para módulos fotovoltaicos, ter um gradiente de temperatura nas extremidades e suportes.

Um *hot spot* em outros lugares do módulo, em geral, indica problema elétrico, possivelmente, na resistência dos módulos em série, na resistência dos módulos em derivação ou incompatibilidade de células.

Em qualquer caso, o desempenho de todos os módulos que mostrem um *hot spot* significativo deve ser investigado. A inspeção visual pode mostrar sinais de superaquecimento como uma área marrom ou descolorida. A medição de corrente e tensão no módulo também pode contribuir para avaliar o problema.

O que pode ser visto na imagem térmica / Interpretação das imagens

Esse teste procura variações anômalas de temperatura no arranjo. As variações normais de temperatura, nos pontos de montagem, etiquetas adesivas e outros itens, devem ser identificadas e desconsideradas.

Diariamente, a temperatura média de um painel fotovoltaico varia drasticamente, sendo, portanto, inútil ter um padrão de temperatura para a identificação de anomalias.

A diferença de temperatura entre o ponto quente e o arranjo funcionando normalmente é a mais importante. A temperatura do arranjo de módulos fotovoltaicos é uma resultante da luminosidade, da velocidade do vento e da temperatura ambiente, as quais variam significativamente durante o dia.

As áreas de temperatura extrema devem ser documentadas, marcando claramente a sua posição nos próprios componentes, ou nos desenhos de layout do arranjo ou fileira, para posterior investigação de cada anomalia térmica e sua possível causa. Essa investigação pode ser feita por meio de inspeção visual e medições.

Em alguns casos, pode ser útil comparar a curva I-V de um ou mais módulos que apresentem uma anomalia térmica, com a curva I-V de um módulo sem anomalia térmica.

Para obter mais informações, em circunstâncias específicas, a medição com o segmento do arranjo em circuito aberto deve ser repetida. Esperar pelo menos 15 minutos após abrir o circuito do arranjo, para estabelecer o equilíbrio térmico. As fileiras dos módulos, cuja imagem infravermelha não muda, podem não estar produzindo corrente sob condições de carga.

As partes dos módulos fotovoltaicos mais quentes que as demais aparecerão claramente destacadas na imagem térmica. Dependendo da sua forma e localização, esses pontos e áreas quentes podem indicar diferentes defeitos ou problemas.

Se um módulo inteiro é mais quente que os demais, como demonstra a Figura 0-15, pode ser um indicativo de problemas de conexão.

Se as células individuais, ou conjunto de células, aparecem como pontos quentes, ou apresentam um ponto mais quente (*patchwork pattern*), como na Figura 0-16, a causa geralmente pode ser diodos de *bypass* defeituosos, curtos-circuitos internos ou uma incompatibilidade de células.

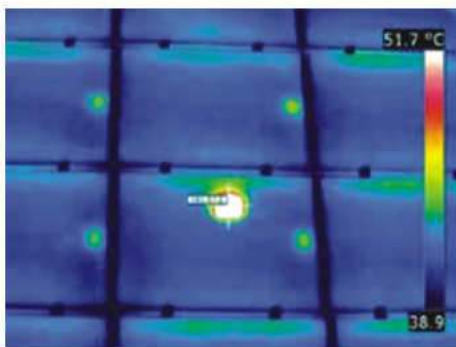


Figura 0-15: Foto infravermelha obtida de alguns módulos fotovoltaicos na qual um módulo está com defeito interno em sua célula.

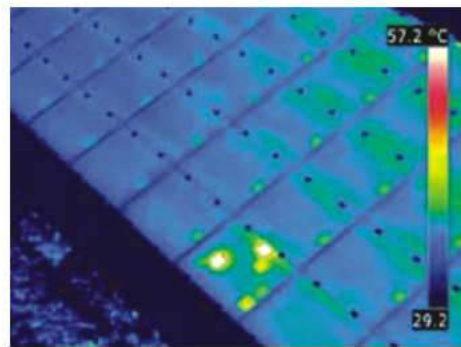


Figura 0-16: Foto infravermelha obtida de posição elevada sobre o gerador fotovoltaico na qual um módulo apresenta *patchwork pattern* indicando diodos de *bypass* defeituosos.

A tabela a seguir oferece orientações sobre a interpretação de possíveis problemas no sistema fotovoltaico. Módulos com *hot spot* devem ser rejeitados ou substituídos.

Descrição	Erros Prováveis	Causas Possíveis	Medições Elétricas	Notas	Imagens
Um módulo uniformemente mais quente que o outro.	Módulo está inativo.	Módulo não está conectado.	Geralmente o módulo está totalmente funcional, porém não conectado.		
Aquecimento de um módulo em linhas (1ª string).	Uma linha em curto-circuito.	<ul style="list-style-type: none"> • Defeito no diodo do <i>bypass</i>. • Curto-circuito interno. 	Perda de potência. Redução do V_{oc} .	Manchas de vapor encontradas através de medições de IR.	
Células individuais, distribuídas aleatoriamente, claramente mais quentes.	Módulo em curto-circuito.	Todos os diodos do <i>bypass</i> com defeito.	Desempenho do módulo próximo à zero: V_{oc} muito reduzida.	“Padrão de <i>patchwork</i> ”.	
Uma célula muito mais quente.		Células com defeito.	Não há necessariamente redução da potência.	É necessária inspeção visual.	
Fração de uma célula muito mais quente.	Fissura de uma célula.	Ação mecânica externa.	Drástica redução de potência: I_{sc} e FF.	Somente através de medição IR do <i>hot spot</i> se pode detectar a fissura. Substituição do módulo.	
Aquecimento em forma de pontos.	Artefato sobre a célula.	Sombreamento devido a detritos de pássaros e outros.	Redução de potência, dependendo do tamanho e da interligação das células.	É necessária inspeção visual.	
	Ruptura na célula.	Erro de fabricação.	Redução de potência, dependendo do tamanho das fissuras.	Somente através de medição IR do <i>hot spot</i> se pode detectar a fissura.	

Tabela 0-4: Resumo dos erros, causas e impactos sobre as fotografias infravermelhas (IR) e medições elétricas.

Conclui-se que a inspeção termográfica de sistemas fotovoltaicos permite a rápida localização de potenciais defeitos nas células, individualmente e nos módulos, bem como a detecção de interconexões elétricas com possíveis problemas. As inspeções podem ser realizadas em condições normais de operação e não requerem que o sistema seja desligado.

Para obter imagens térmicas corretas e informativas, certas condições ambientais e procedimentos de medição devem ser observados:

- Usar uma câmera de imagem térmica adequada, com seus devidos acessórios, de acordo com o local em que será utilizada;
- Irradiância solar mínima de 500 W/m^2 , preferencialmente acima de 700 W/m^2 ;
- O ângulo de visão deve estar dentro das margens de segurança (entre 5° e 60°);
- Sombreamento e reflexos devem ser impedidos.

Câmeras de imagem térmica são usadas principalmente para localizar defeitos. A classificação e avaliação das anomalias detectadas requerem uma boa compreensão da energia solar e da tecnologia utilizada, conhecimento do sistema inspecionado e das medições elétricas adicionais.

A documentação apropriada é uma necessidade e deve conter todas as condições de inspeção, adicionadas das medições e de outras informações relevantes.

Inspeções com um termovisor, começando com o controle de qualidade na fase de instalação, seguido por inspeções regulares, facilitam o monitoramento completo da condição de funcionamento do sistema.

Especificações Mínimas de Termovisores para Comissionamento de Sistema Fotovoltaico

Sugerimos as seguintes especificações técnicas dos termovisores a serem utilizados no comissionamento de sistemas fotovoltaicos (Tabela 0-5).

Critério	Especificação
Faixa de temperatura (do objeto).	10-100°C ou mais amplo.
Ruído na diferença de temperatura.	$\leq 0,1^\circ\text{C}$.
Erro na temperatura absoluta.	$\leq 0,1^\circ\text{C}$.
Temperatura ambiente de operação.	10-40°C ou mais amplo.
Visor LCD/imagem digital.	Faixa de temperatura (do objeto).
Frequência de renovação da imagem.	$\geq 5 \text{ Hz}$.
Autofocos.	Requerido.
Resolução.	$\geq 120 \times 120 \text{ pixel}$.
Ângulo da imagem/objeto.	$\leq 35^\circ$.

Tabela 0-5: Especificações de termovisores para o comissionamento de sistema fotovoltaico²⁶.

²⁶ Especificações de termovisores - Fabricantes reconhecidos com produtos que atendem essas especificações são: FLIR, FLUKE, PCE, TESTO, TROTEC

Inspeção de Outros Componentes Elétricos com Termovisor

Os seguintes equipamentos e materiais elétricos podem ser facilmente inspecionados com o termovisor: contatos e conexões (parafusado, crimpado); condutores; barramentos; fusíveis; disjuntores; DPS; plugues; transformadores; eletrônica de potência; entre outros..

Aquecimento anormal, associado à resistência elevada ou ao fluxo de corrente excessiva, é a principal causa de muitos problemas em sistemas elétricos.

A termografia infravermelha permite ver as “pegadas térmicas” desses problemas invisíveis, antes da ocorrência de danos mais graves.

Existem dois padrões térmicos básicos associados à falha elétrica:

1. Alta resistência, causada pelo mau contato (área de contato insuficiente) ou por superfícies de contato com qualidades inadequadas;
2. Um circuito mais carregado que os demais ou problemas de desequilíbrio em sistemas polifásicos.

Problemas de Contato

O calor é produzido pelo fluxo de corrente através de um contato com a resistência elétrica elevada. Esse tipo de problema é tipicamente associado aos dispositivos de seccionamento e conectores.

O ponto real de aquecimento pode, muitas vezes, ser muito pequeno.

As imagens infravermelhas das Figuras 0-17 e 0-18 ilustram alguns exemplos encontrados durante a inspeção, cujos problemas são graves e necessitam de ação imediata.

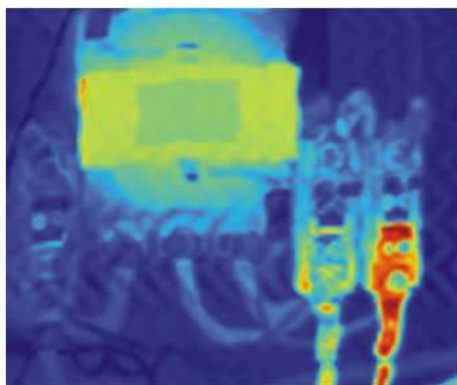


Figura 0-17: Foto infravermelha de conectores de fusíveis, indicando problema de sobre carregamento em um dos conectores.

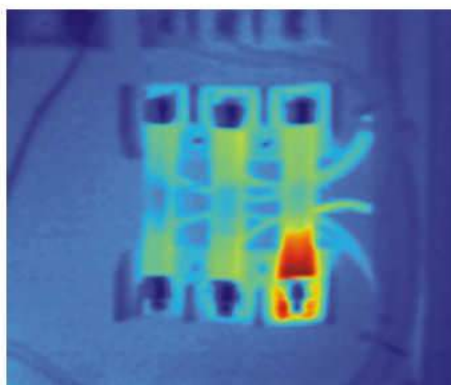


Figura 0-18: Foto infravermelha de fusíveis, indicando problema de contato.

Problemas de Circuitos Sobrecarregados

Os termogramas seguintes mostram circuitos sobrecarregados.

O termograma da Figura 0-19 mostra um painel de circuito no qual o disjuntor geral está aquecido a 75°C acima da temperatura ambiente.

Esse painel está totalmente sobrecarregado e precisa de atenção imediata.

O termograma da Figura 0-20 ilustra um disjuntor muito mais aquecido que os demais. Todas essas conexões elétricas precisam ser refeitas.

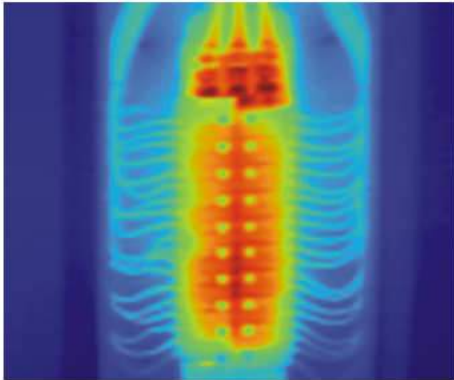


Figura 0-19: Foto infravermelha de uma barra de conexões, indicando sobre carregamento da barra e conexões de alimentação.

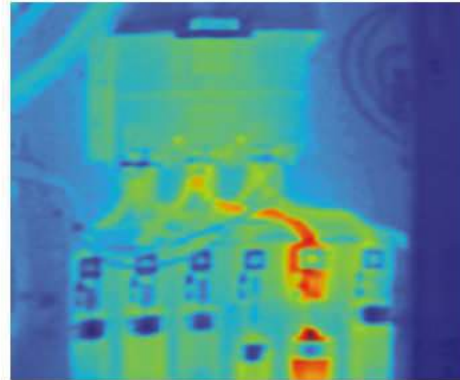


Figura 0-20: Foto infravermelha de inversor com disjuntores, indicando sobre carregamento de um disjuntor.

Inversor

Fotovoltaico

Para o inversor fotovoltaico, os seguintes testes específicos devem ser realizados:

Testes das Funcionalidades

O inversor fotovoltaico ou controlador deve passar por testes específicos para averiguação de suas funcionalidades conforme o manual do fabricante.

Desligamento e Ligamento Automático

Realizar os seguintes testes:

1. Rede (ou saída CC-Baterias) desenergizada ou desligada;
2. Arranjo desenergizado ou desligado.

Executar esses testes conforme o manual do fabricante. Caso não haja recomendação explícita do fabricante, como alternativa, pode-se proceder da seguinte forma:

Teste na saída: Abrir a chave ou disjuntor na conexão com a rede, ou conexão com a bateria, no caso de controladores. O Inversor ou controlador deve ser desligado. Após reconexão, o inversor ou controlador deve ser ligado automaticamente.

Teste na entrada. Abrir a chave seccionadora CC na entrada do arranjo fotovoltaico. O inversor ou controlador deve ser desligado. Após reconexão, o inversor ou controlador deve ser ligado automaticamente.

Inversor Formador de Rede

Para o inversor formador de rede os seguintes testes específicos devem ser realizados:

Testes das Funcionalidades

O inversor formador de rede também deve passar por teste específico de suas funcionalidades, devendo ser executado conforme o manual do fabricante.

Desligamento e Ligamento Automático

Realizar os seguintes testes:

- Potência e proteção de surto;
- *Startup* ou inicialização do inversor;
- Ajustes para o controle do despacho ou gerenciamento de cargas;
- Ajustes para o controle do carregamento ou descarregamento das baterias;
- *Black-start* ou inicialização da rede;
- Distorção harmônica total;
- Fator de potência;
- Balanceamento das fases.

Banco de Baterias

Para o banco de baterias, realizar a medição da densidade e tensão conforme o exposto a seguir. Caso necessário, a densidade do eletrólito deve ser ajustada.

Leitura das Grandezas Elétricas no Banco de Baterias

Durante o comissionamento, as seguintes leituras devem ser realizadas no banco de baterias em equilíbrio:

- Número de série de cada célula;
- Tensão em circuito aberto de cada elemento com precisão de dois dígitos decimais;
- Tensão em circuito aberto do banco com precisão de dois dígitos decimais;
- Densidade de todos os elementos em grama por decímetro cúbico (g/dm^3);
- Amostra da temperatura de 25% dos elementos;
- Temperatura ambiente em $^{\circ}\text{C}$;
- Nível do eletrólito de todos os elementos em porcentagem.

Para realizar esse registro, o banco deve ser desligado do sistema e ficar em repouso por pelo menos 2 horas. Para o registro, utilizar o formulário apresentado no Anexo I.

Especificação do Equipamento de Medição

O voltímetro deve ser de classe de precisão superior a 0,5%.

O densímetro deve ter a escala de 1100 - 1300 g/dm^3 .

Após a leitura, realizar os seguintes cálculos:

- Calcular a densidade corrigida usando a seguinte relação:
 - . Para leituras de densidade de eletrólito acima de 25°C , somar 0,7 pontos ($0,7 \text{ g}/\text{dm}^3$) para cada 1°C de temperatura;
 - . Para leituras de densidade de eletrólito abaixo de 25°C , subtrair 0,7 pontos ($0,7 \text{ g}/\text{dm}^3$) para cada 1°C de temperatura.
- Calcular a “tensão calculada [U_{calc}]” usando a seguinte equação:
 - . $U_{\text{calc}} = 0,84 + \text{Densidade corrigida} / 1000$.

Os critérios de aceitação são os seguintes:

- Temperatura: $\pm 1^{\circ}\text{C}$ em relação aos demais elementos;
- Variação da densidade: $\pm 10 \text{ g}/\text{dm}^3$ na temperatura de 25°C ;
- Diferença entre a tensão medida e a tensão calculada de no máximo $\pm 0,02 \text{ V}$.

Geração

Térmica

Os seguintes testes funcionais devem ser realizados para o grupo gerador:

- Proteções e Sincronismo;
- Turbo compressor;
- Aquecimento e emissões de fumaça;
- Parada e partida do motor;
- Parada emergencial.

Rede de Distribuição

Os seguintes testes funcionais devem ser realizados para a rede de distribuição, atendendo os requisitos do PRODIST / ANEEL:

- Qualidade de energia no final da rede;
- Qualidade de energia no barramento da usina;
- Queda de tensão com carga de projeto;
- Variação da tensão de curta duração (VTCD);
- Variação da frequência;
- Fator de potência (FP) e conteúdo harmônico das tensões (DHT);
- Desequilíbrio entre fases da tensão;
- Simulação dos seguintes testes funcionais de proteção:
 - . Curto-circuito;
 - . Falta terra;
 - . Sobrecorrente.
- Verificar a seletividade das proteções conforme o projeto executivo;
- Verificar a função dos medidores e sistema pré-pago ou rede inteligente, quando houver.

Sistema de Controle e Monitoramento

Para o sistema de controle e o monitoramento do sistema verificar:

- As funcionalidades requisitadas de telemetria/controle;
- A medição correta por comparação com equipamentos de referência;
- O registro e o armazenamento dos dados;
- A comunicação e o acesso remoto de dados, considerando o acesso aos dados a partir do centro de controle da distribuidora, quando definido no projeto executivo.

Avaliação do Desempenho de Geração da Miniusina

Os testes de desempenho serão executados pela contratada, mas a contratante deve presenciar a realização destes. O objetivo dos testes é verificar se a miniusina está, ou não, produzindo o montante de energia contratada. A garantia da contratada, para os valores técnicos, será a produção anual de energia em kWh.

A miniusina deve estar tecnicamente disponível e produzir energia durante todo o período de medição. É recomendável um período mínimo de medição de 30 dias consecutivos.

Recomenda-se também que a contratada emita um protocolo de detalhamento dos testes, de acordo com o contrato e com os padrões aplicáveis, pelo menos 90 dias antes da data de execução dos testes. O protocolo dos testes deve incluir: a lista e a descrição dos equipamentos de medição; parâmetros de medição; desempenho garantido e procedimento para comparar o desempenho medido com o desempenho garantido. Todas as partes envolvidas devem estar de acordo com esse protocolo antes do início dos testes.

Desde que o teste de desempenho seja realizado por um período de 30 dias consecutivos, a avaliação de desempenho da miniusina e a comparação com os valores anuais garantidos serão feitas mediante a aplicação do fator de correção para a irradiação e desempenho sazonal na produção de energia anual garantida.

Antes que os testes sejam executados, a planta deve preencher satisfatoriamente todos os requisitos mencionados anteriormente, ou seja, a documentação mínima necessária e testes de pré-comissionamento. Após a conclusão das medições, todos os dados relevantes, cálculos e avaliações de resultados devem ser revisados pela contratante.

O teste de desempenho será considerado bem-sucedido se o desempenho medido for igual ou superior ao desempenho garantido para o período de teste de no mínimo 30 dias.

Geração Fotovoltaica

São aplicáveis as Normas IEC 62257-6:2005 "*Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 5: Acceptance, operation, maintenance and replacement*"; e ABNT NBR 16274:2014 "Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho", ou de forma alternativa, a Norma IEC 62466:2009 "*Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection*".

Geração Térmica

Para a geração térmica verificar a potência na operação com 25%, 50%, 75% e 100% da carga nominal e o consumo específico (rendimento) nas mesmas condições.

Usina Geral / Total

Para a miniusina como um todo, incluindo todos os subsistemas, verificar a potência instantânea e a tensão de saída. Para os sistemas híbridos, com diesel, verificar o consumo específico (rendimento) na operação com 25%, 50%, 75% e 100% da carga nominal.

Testes de Desempenho de 30 dias

Durante o período de 30 dias, o desempenho da miniusina deve atender os valores mínimos especificados e garantidos pela contratada. Geralmente, os valores de garantia são definidos da seguinte forma:

Geração Fotovoltaica:

- Potência real do gerador fotovoltaico: potência total em kWp instalado;
- Geração fotovoltaica garantida ou *performance ratio* - PR anual (corrigido para a irradiação no ano de referência e para faltas na rede ou rede desconectada);
- Eventualmente a curva de potência de módulos selecionados.

Banco de Baterias:

- Eficiência do armazenamento - Ciclos de carga e descarga do banco de baterias;
- Ampère-horas (Ah) cicladas até o fim da vida útil da bateria;
- Capacidade da bateria.

Geração Térmica:

- Consumo específico médio do grupo gerador;
- Ruído máximo.

Sistema Global:

- Carga máxima que a planta atende em operação contínua;
- Carga máxima que a planta atende em momento de surto, ou seja, de inicialização do sistema, *black start* ou pico transitório de demanda;
- Consumo específico global da geração térmica ($L_{\text{diesel}}/\text{kWh}$);
- $L_{\text{diesel}}/\text{kWh}$ total gerado (incluindo a geração fotovoltaica);
- Geração fotovoltaica esperada;
- Energia total gerada.

Parâmetros e Instrumentação

Os seguintes parâmetros técnicos são exigidos para a avaliação de desempenho da miniusina:

Energia medida no ponto de conexão à rede	[kWh]
Irradiação solar global no plano dos módulos	[kWh/m ²]
Temperatura dos módulos	[°C]
Energia na saída de cada inversor	[kWh]
Temperatura ambiente	[°C]

Os dois primeiros parâmetros técnicos acima mencionados, parâmetros principais, serão diretamente utilizados para verificar o desempenho da planta. Os três parâmetros posteriores serão utilizados como *back-up* dos dados para a verificação do desempenho e confiabilidade na medição dos parâmetros principais. A medição da temperatura ambiente deve ser usada somente para representar a condição local do ambiente.

Os seguintes instrumentos são mandatórios, com a finalidade de medir e registrar os parâmetros acima mencionados:

- Medidor de energia no ponto de conexão à rede elétrica;
- Quatro células de referência calibradas para determinar a irradiância no plano dos módulos - I_{PA} ;
- Um piranômetro calibrado para medir a irradiância solar global;
- Quatro sensores de temperatura PT 100 para medir a temperatura dos módulos;
- Termopar protegido e ventilado para medir a temperatura ambiente com precisão de medição de $\pm 1^\circ\text{C}$.

Comprovação do Desempenho

O teste de desempenho será considerado bem sucedido se a produção de energia medida, no período de referência, for igual ou superior a produção de energia garantida corrigida pelas condições ambientais.

Como a planta fotovoltaica não funcionará sob condições ambientais exatamente similares às consideradas para se definir a produção de energia garantida, a produção garantida precisa ser corrigida com base nas condições de operação. A correção da produção garantida é representada matematicamente pela equação abaixo:

$$E_{GC} = F_s \times \frac{E_G}{I_{PA_{MS}}} \times I_{PA}$$

Onde:

F_s é o fator de ajuste sazonal²⁹;

E_{GC} é a produção de energia garantida corrigida, dada em [kWh];

E_G é a produção de energia anual garantida, dada em [kWh];

$I_{PA_{MS}}$ é a irradiação solar global anual de referência no plano do módulo, correspondente à produção de energia garantida, no período considerado, dada em [kWh/m²];

I_{PA} é a irradiância medida no plano do módulo por células de referência não sombreadas durante o período de avaliação, dada em [kWh/m²].

$$I_{PA} = \frac{(I_{PA_1} + I_{PA_2} + I_{PA_3} + I_{PA_4})}{4}$$

²⁹ Fator de ajuste sazonal - Deve ser usado para corrigir o efeito da perda de reflexão, mudanças no desempenho do módulo devido à mudança na temperatura do dorso do módulo e outros efeitos sazonais.

$$I_{PA_{MS}} = \frac{(I_{PA_{S1}} + I_{PA_{S2}} + I_{PA_{S3}} + I_{PA_{S4}})}{4}$$

Onde:

I_{PA1} é a soma da irradiação medida por uma célula de referência na primeira posição, dada em [kWh/m²];

I_{PAS1} é a soma da irradiação de referência não sombreada considerada na simulação de energia garantida no plano do arranjo, na primeira posição, dada em [kWh/m²];

I_{PA2} é a soma da irradiação medida na célula de referência instalada na segunda posição, dada em [kWh/m²];

I_{PAS2} é a soma da irradiação de referência não sombreada considerada na simulação da energia garantida no plano do arranjo na segunda posição, dada em [kWh/m²];

I_{PA3} é a soma da irradiação medida da célula de referência instalada na terceira posição, dada em [kWh/m²];

I_{PAS3} é a soma da irradiação de referência não sombreada considerada na simulação da energia garantida no plano do arranjo na terceira posição, dada em [kWh/m²];

I_{PA4} é a soma da irradiação medida na célula de referência instalada na quarta posição, dada em [kWh/m²];

I_{PAS4} é a soma da irradiação de referência não sombreada considerada na simulação da energia garantida no plano do arranjo na quarta posição, dada em [kWh/m²];

Os fatores de ajuste sazonal, por mês, podem ser conferidos no Anexo II.

O teste de desempenho de 30 dias será considerado bem-sucedido somente se, nesse período:

$$E_M \geq E_{Gc}, \text{ onde } E_M \text{ é a energia medida.}$$

Avaliação do Desempenho Anual

A contratada deve garantir o desempenho da planta pelo menos durante os primeiros dois anos de operação. O período de garantia terá início a partir da data de emissão do certificado provisório de aceitação.

O cálculo e a verificação do desempenho da planta, em relação à produção de energia anual garantida, serão realizados de acordo com os métodos descritos nas seções apresentadas anteriormente neste Capítulo: “Parâmetros e Instrumentação” e “Comprovação do Desempenho”. O desempenho da planta, nesse caso, será avaliado durante o período em que a mesma estiver disponível. O período em que a planta não alimentar a rede elétrica, devido casos fortuitos, não será considerado para a verificação de desempenho anual.

A avaliação de desempenho é realizada através da análise do registro de dados da planta (*data loggers*) e a sua revisão deve ser assim agendada:

- Após um ano de operação;
- Após dois anos de operação.

Novamente, os testes serão considerados bem-sucedidos somente se, para cada ano:

$$E_M \geq E_{Gc}, \text{ onde } E_M \text{ é a energia medida.}$$



Minusina fotovoltaica
Ilha de Araras . Currálinho . PA
Crédito: Alex Artigiani Neves Lima



Capítulo 5

Documentos

Finais



Para Finalizar o Comissionamento

Para finalizar o comissionamento, os detalhes do desenvolvimento e os resultados deverão ser apresentados em um único relatório, constando os seguintes requisitos mínimos:

- Datas corretas do comissionamento;
- Registro de nomes e assinaturas de todos os participantes do comissionamento;
- Registro e documentação de todos os defeitos ou pendências.

Após a entrega do relatório, a contratante deve fazer o reconhecimento dos defeitos e/ou pendências, juntamente com a contratada, estabelecendo uma data final para a regularização ou correção dos mesmos. Também deve verificar com a contratada se existem advertências e reclamações de garantia.

Lista de Pendências e Certificação de Aceitação

O resultado mais importante do comissionamento, incluindo todos os testes de aceitação, é a lista de pendências indicando todos os itens a serem corrigidos, consertados ou completados, e a data limite para a solução de cada pendência.

A resolução dos itens pendentes deve ser documentada e informada pela contratada à contratante, para que faça a verificação deles. O Certificado de Aceitação Preliminar - CAP poderá ser emitido caso todos os itens pendentes sejam resolvidos. Esse documento é preparado pela contratada e assinado pela contratante.

Com a emissão do CAP ocorre a transferência de propriedade da miniusina fotovoltaica da contratada para a contratante e tem início o período de garantias técnicas a que estará sujeita a contratada.

O CAP deve ser emitido somente após: - A entrega do conjunto de documentos, com os projetos *As Built*, conforme especificado; - A aprovação da conclusão da obra, depois da inspeção final realizada pela contratante, quando será avaliada a conformidade da obra com o projeto executivo e com os critérios gerais de bom acabamento, incluindo também as obras de impermeabilização da cobertura; - A conclusão bem-sucedida dos testes de aceitação definidos: inspeção visual, testes funcionais e testes de desempenho; - A entrega da lista de pendências, constando apenas pontos de menor importância, ou seja, que não apresentem impacto sobre a produção de energia da planta e nem em sua durabilidade e confiabilidade, sendo resolvidos dentro do período estabelecido; - A entrega de peças sobressalentes, no local, adicionadas ao inventário da planta; - Todas as questões comerciais e pendências relacionadas ao período de construção estiverem apuradas e resolvidas.

Requisitos Mínimos para a Documentação Final

De acordo com a ABNT NBR 16274:2014 “Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho” as informações devem ser verificadas e documentadas durante o período de comissionamento.

Dessa forma, o registro das informações assegura que os dados essenciais do sistema estejam facilmente disponíveis para o inspetor, para a contratante, para o engenheiro ou contratados para as atividades de O&M. Os documentos devem incluir os dados básicos do sistema e as informações relacionadas aos projetos *As Built*.

As seguintes informações deverão estar documentadas:

- Informações básicas do sistema:
 - Localização do projeto e data de instalação;
 - Capacidade do sistema (CA e CC);
 - Módulos fotovoltaicos e inversores - fabricante, modelo e quantidade;
 - Data do comissionamento.
- Informações dos projetistas do sistema.
- Informações de contato do responsável pela instalação do sistema e do contratado.
- Diagrama unifilar detalhado da planta.
- Especificações gerais dos arranjos:
 - Tipo do módulo;
 - Número de módulos;
 - Número de módulos por *string*;
 - Número de *strings* por inversor.
- Informações das *strings* fotovoltaicas:
 - Tipo de cabo utilizado na *string*, seção e comprimento;
 - Especificação (faixa de tensão e corrente) dos dispositivos de proteção contra sobretensão.
- Características elétricas do arranjo:
 - Conector de *string* e/ou localização da caixa de conexão do arranjo (se instalada);
 - Especificações dos cabos principais do arranjo;
 - Localização, tipo e faixa de operação dos dispositivos de proteção contra sobretensão.
- Aterramento e proteção de sobretensão:
 - Diagrama unifilar mostrando os detalhes do aterramento, sistema de proteção contra descargas atmosféricas, dispositivos de proteção contra surtos.

- *Data sheet*, manuais de instalação e de operação e manutenção de todos os componentes principais.
- Documentação das garantias dos módulos fotovoltaicos e dos inversores, juntamente com as informações de data de início e período de cobertura da garantia.
- Informações sobre os projetos mecânicos (*data sheet* do arranjo das estruturas de montagem).
- Documentação de todas as licenças legais exigidas, tais como permissão de acesso à rede, permissão local/regional, entre outros.
- Documentação e lista de peças sobressalentes em estoque.
- Documentação do sistema de monitoramento, sensores de medição (piranômetros, sensores meteorológicos, outros).
- Documentação contendo os dados dos *flash tests* dos módulos.
- Informações sobre a operação e manutenção (plano de O&M), que devem incluir, no mínimo:
 - Procedimentos para verificar a correta operação do sistema e os parâmetros de desempenho mínimos garantidos;
 - Procedimentos de manutenção preventiva e corretiva;
 - Cronograma das rotinas de manutenção;
 - Um *checklist* para verificação, caso haja falha no sistema;
 - Procedimentos de desligamento emergencial;
 - Considerações para qualquer obra futura.
- Lista de fornecedores (serviços, equipamento e material) e seus contatos (endereço, telefone, fax e *e-mail*).
- Conjunto completo de plantas, estudos, memoriais de cálculo, laudos, etc. no nível de projeto executivo atualizado - *As Built*.
- Protocolos de todos os testes de aceitação e comissionamento.

Toda a documentação deve ser apresentada em formato digital, com uma cópia impressa.





Comunidade ribeirinha beneficiada com acesso à energia elétrica
fornecida por miniusina fotovoltaica
Ilha de Araras . Currálinho . PA
Crédito: Bruno Spada



Anexos

Anexo I

Banco de Baterias

Formulário para o registro de dados do banco de baterias, considerando a tensão do banco igual a 48V.

Nº da célula no banco	Nº de série da célula	U circuito aberto [V]	Densidade [g/dm ³]	Temperatura [°C]	Nível [% , rel. Max/Min]	Densidade corrigida (25°) [g/dm ³]	U [V]
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
Temperatura Ambiente (°C)							
Tensão do Banco [V]							

Anexo II

Fatores de Ajuste Sazonal

Tabela de fatores de ajustes sazonal (válido para a região Norte / Bacia Amazônica).

Mês	F _{Sazonal}
Janeiro	0,998
Fevereiro	1,002
Março	1,007
Abril	1,006
Maio	0,990
Junho	0,983
Julho	0,995
Agosto	1,010
Setembro	1,013
Outubro	1,016
Novembro	0,987
Dezembro	0,983

EDITORIA



Este Manual de Boas Práticas apresenta importantes conceitos sobre a etapa do comissionamento de miniusinas ou Microsistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica - MIGDI's, puramente fotovoltaicos ou híbridos (fotovoltaico-diesel). Embora o foco deste Manual seja sistemas tipo MIGDI, muitas das recomendações aqui contidas podem ser aplicadas para sistemas tipo SIGFI - Sistemas Individuais de Geração por Fontes Intermitentes.

**Comissionamento de Sistemas de Geração em
Regiões Remotas**

MANUAL DE BOAS PRÁTICAS

ISBN 978-85-87083-52-4

**Centrais Elétricas Brasileiras
- Eletrobras -**