

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CAMPUS DE ENGENHARIAS E CIÊNCIAS AGRÁRIAS
ENGENHARIA DE ENERGIA

GABRIEL PEREIRA LIMA

**IDENTIFICAÇÃO E MITIGAÇÃO DE RISCOS OPERACIONAIS EM INSTALAÇÕES
FOTOVOLTAICAS**

Rio Largo
2026

GABRIEL PEREIRA LIMA

IDENTIFICAÇÃO E MITIGAÇÃO DE RISCOS OPERACIONAIS EM INSTALAÇÕES
FOTOVOLTAICAS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Universidade Federal de Alagoas, *Campus* de
Engenharias e Ciências Agrárias, como pré-requisito
para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia
de Energia.

Orientador: Profa. Dra. Tânia Maria Gomes
Voronkoff Carnaúba

Catálogo na Fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Campus de Engenharias Ciências Agrárias
Bibliotecário Responsável: Stefano João dos Santos

L586i

Lima, Gabriel Pereira

Identificação e mitigação de riscos operacionais em instalações fotovoltaicas / Gabriel Pereira Lima. – Rio Largo - Al, 2026.

89 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia,) Universidade Federal de Alagoas, Campus Ceca – Rio largo, 2026.

Orientador: Profa. Dra. Tânia Maria Gomes Voronkoff Carnaúba

1 segurança do trabalho; energia solar fotovoltaica; riscos ocupacionais; NR-10; NR-35; FMEA..

CDU: 631.95



Folha de Aprovação

GABRIEL PEREIRA LIMA

IDENTIFICAÇÃO E MITIGAÇÃO DE RISCOS OPERACIONAIS EM INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS

Rio Largo, 08 de junho de 2026

Documento assinado digitalmente
 **TANIA MARIA GOMES VORONKOFF CARNAUBA**
Data: 08/06/2026 14:10:23-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Orientadora - Profa. Dra. Tânia Maria Gomes Voronkoff Carnaúba, UFAL – CECA

Documento assinado digitalmente
 **AMANDA SANTANA PEITER**
Data: 08/06/2026 15:55:43-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

1º Avaliador - Profa. Dra. Amanda Santana Peiter, UFAL – CECA

Documento assinado digitalmente
 **ANDREA DE VASCONCELOS FREITAS PINTO**
Data: 08/06/2026 16:21:39-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

2º Avaliador - Profa. Dra. Andréa de Vasconcelos Freitas Pinto, UFAL – CECA

Dedico este trabalho à minha mãe, Maria de Lourdes, e ao meu falecido pai, Jorge Barreto, que sempre me deram condições e suporte para correr atrás dos meus objetivos, além de acreditar que a educação sempre será o melhor caminho para o sucesso e a realização pessoal.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por me dar forças quando elas pareciam acabar, por guiar meus passos nos momentos de dúvida e por me permitir chegar até aqui.

À minha mãe, Maria de Lourdes, que sempre esteve ao meu lado com um amor que não precisa de palavras para ser sentido. Cada escolha que fiz carrega um pouco da sua dedicação, dos seus sacrifícios e da sua fé em mim. Ao meu pai, Jorge Barreto, cujo exemplo de determinação e caráter moldou quem eu sou antes mesmo que eu soubesse disso.

Aos meus amigos Vitor Farias, Derek Nielsen, Elvis Correia e Janaína da Conceição. Vocês estiveram lá nos dias em que tudo pesava, nas noites em que nada fazia sentido, naquelas horas em que eu queria desistir e vocês simplesmente não deixaram. Acreditaram em mim muito mais do que eu mesmo conseguia. Por isso, e por tudo que não cabe aqui, muito obrigado.

À minha orientadora, Prof.^a Dr.^a Tânia Maria Gomes Voronkoff Carnaúba, pela dedicação, pela paciência e por me orientar com seriedade e cuidado em cada etapa deste trabalho.

Aos professores do Curso de Engenharia de Energia da UFAL, em especial os do Campus de Engenharia e Ciências Agrárias (CECA), que ao longo desses anos transmitiram muito mais do que conteúdo.

Aos colegas de curso, pela convivência, pelas trocas e por dividirem comigo as alegrias e as dificuldades que só quem passou por esse curso entende.

A todos que, de alguma forma, fizeram parte dessa caminhada, o meu sincero obrigado.

“É preciso imaginar Sísifo feliz.”

Albert Camus
O Mito de Sísifo, 1942

RESUMO

O setor de energia solar fotovoltaica no Brasil cresceu de forma acelerada nos últimos anos, alcançando 70,34 GW de capacidade instalada em abril de 2026 e gerando mais de 2 milhões de empregos diretos e indiretos. Esse crescimento, no entanto, não foi acompanhado pelo desenvolvimento proporcional de práticas estruturadas de segurança do trabalho, resultando no aumento de acidentes entre instaladores e técnicos de manutenção. Diante disso, este trabalho tem por objetivo analisar os principais riscos ocupacionais presentes nas atividades de instalação, operação e manutenção de usinas fotovoltaicas (UFVs), propondo medidas de prevenção e controle fundamentadas nas normas vigentes, com ênfase nas condições do Nordeste brasileiro. A metodologia adotada combina revisão bibliográfica da literatura nacional e internacional com a aplicação das metodologias Análise Preliminar de Riscos (APR) e Análise dos Modos de Falha e seus Efeitos (FMEA), com escala de severidade adaptada para as consequências ao trabalhador, além da análise das normas NR-10, NR-35, ABNT NBR 16690, ABNT NBR ISO 31000 e ABNT NBR ISO 45001. Os riscos identificados foram agrupados em cinco categorias: elétricos, queda em altura, físicos, ergonômicos e incêndio. A aplicação da FMEA resultou em 15 situações de risco priorizadas pelo Número de Prioridade de Risco (NPR). Os três riscos de maior criticidade identificados foram: falha em conectores MC4 com formação de arco elétrico retardado (NPR = 378), contato acidental com barramento de corrente contínua em string box (NPR = 350) e limpeza de painéis em telhado molhado (NPR = 300). O estudo identificou lacunas entre o marco normativo vigente e a prática do setor, com destaque para a ausência de norma regulamentadora específica para o segmento fotovoltaico e o descumprimento frequente dos requisitos de habilitação previstos nas NR-10 e NR-35. Como resultado, são propostos protocolos de tratamento de riscos baseados na ISO 31000, relação de EPIs e EPCs aplicáveis ao setor e requisitos de treinamento.

Palavras-chave: segurança do trabalho; energia solar fotovoltaica; riscos ocupacionais; NR-10; NR-35; FMEA.

ABSTRACT

The photovoltaic solar energy sector in Brazil has grown rapidly in recent years, reaching 70.34 GW of installed capacity in April 2026 and generating over 2 million direct and indirect jobs. This expansion, however, was not accompanied by a proportional development of structured occupational safety practices, which has contributed to an increase in accidents among installers and maintenance technicians. This study aims to analyze the main occupational risks in photovoltaic power plant (PVP) installation, operation, and maintenance activities, and to propose prevention and control measures based on applicable standards, with emphasis on the Brazilian Northeast region. The methodology combines a bibliographic review of national and international literature with the application of Preliminary Hazard Analysis (PHA) and Failure Mode and Effects Analysis (FMEA), with severity scales adapted to worker consequences, as well as analysis of standards NR-10, NR-35, ABNT NBR 16690, ABNT NBR ISO 31000, and ABNT NBR ISO 45001. The identified risks were grouped into five categories: electrical, fall from height, physical, ergonomic, and fire. The FMEA application resulted in 15 prioritized risk situations by Risk Priority Number (RPN). The three highest-criticality risks identified were: MC4 connector failure with delayed arc formation (RPN = 378), accidental contact with the DC busbar in the string box (RPN = 350), and panel cleaning on wet rooftops (RPN = 300). The study also identified gaps between current regulatory standards and sector practices, particularly the absence of a specific regulatory standard for the photovoltaic segment and widespread non-compliance with the qualification requirements of NR-10 and NR-35. The work proposes risk treatment protocols based on ISO 31000, sector-specific PPE and CPE requirements, and training guidelines.

Keywords: occupational safety; solar photovoltaic energy; occupational risks; NR-10; NR-35; FMEA.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Capacidade fotovoltaica solar anual instalada por região, 2000–2024	20
Figura 2 – Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil (GC e GD), 2014–abr./2026	21
Figura 3 – Composição da matriz elétrica brasileira por fonte de geração, em MW e percentual, abr./2026	22
Figura 4 – Módulo fotovoltaico bifacial: vistas frontal e traseira	24
Figura 5 – Vistas externas de um inversor solar fotovoltaico: frontal, superior, traseira e inferior	25
Figura 6 – Conector do tipo MC4 para sistemas fotovoltaicos: par macho-fêmea com terminais de crimpagem	26
Figura 7 – Conector MC4 genérico destruído por fusão decorrente de crimpagem inadequada	26
Figura 8 – Ferramentas de crimpagem para MC4 (esq.) e conectores Stäubli originais corretamente acoplados aos cabos (dir.)	27
Figura 9 – Fases do ciclo de vida de uma UFV e principais atividades com risco ocupacional	28
Figura 10 – Mapa esquemático de zonas de risco e faixas de circulação segura em cobertura com módulos fotovoltaicos	38
Figura 11 – Incêndio em sistema de energia solar fotovoltaica: módulos destruídos no telhado (esq.) e cabeamento e inversor carbonizados (dir.)	42
Figura 12 – Inspeção termográfica de módulo fotovoltaico com identificação de pontos quentes (<i>hot spots</i>)	43
Figura 13 – Fluxograma de Identificação e Classificação de Riscos Ocupacionais em UFVs	45
Figura 14 – Hierarquia de Controles de Risco Aplicada ao Setor Fotovoltaico	61
Figura 15 – Processo de Gestão de Riscos – ABNT NBR ISO 31000 Adaptado para UFVs	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Escala de Ocorrência (O)	50
Tabela 2 – Escala de Severidade (S) – Consequências ao Trabalhador	50
Tabela 3 – Escala de Detecção (D)	50
Tabela 4 – FMEA de Segurança do Trabalho em Usinas Fotovoltaicas	55

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Posturas de risco ergonômico típicas e regiões corporais afetadas na instalação de sistemas fotovoltaicos	41
Quadro 2 – Classificação dos Riscos Ocupacionais em Usinas Fotovoltaicas	44
Quadro 3 – Matriz de risco da APR: severidade das consequências versus probabilidade de ocorrência	49
Quadro 4 – Análise Preliminar de Riscos – Instalação de Módulos Fotovoltaicos em Cobertura	53
Quadro 5 – Análise Preliminar de Riscos – Manutenção de Inversores em UFV	54
Quadro 6 – EPIs Aplicáveis ao Setor Fotovoltaico por Tipo de Risco	57
Quadro 7 – Matriz de Risco – Probabilidade × Severidade e Correspondência com NPR	63

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AFCI	<i>Arc Fault Circuit Interrupter</i> (Dispositivo de Proteção contra Arco Elétrico)
AIE	Agência Internacional de Energia
AMER	Américas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APAC	Ásia-Pacífico
APR	Análise Preliminar de Riscos
AT	Alta Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CECA	Campus de Engenharia e Ciências Agrárias
CNAE	Classificação Nacional de Atividades Econômicas
DORT	Distúrbios Osteomusculares Relacionados ao Trabalho
DR	Dispositivo Diferencial Residual
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
EPC	Equipamento de Proteção Coletiva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPI	Equipamento de Proteção Individual
FMEA	<i>Failure Mode and Effects Analysis</i> (Análise dos Modos de Falha e seus Efeitos)
FPS	Fator de Proteção Solar
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GRO	Gerenciamento de Riscos Ocupacionais
IBUTG	Índice de Bulbo Úmido e Termômetro de Globo
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo Nivelado de Energia)
LER	Lesões por Esforço Repetitivo

MEA	Oriente Médio e África
MoC	<i>Management of Change</i> (Gestão de Mudanças)
MT	Média Tensão
MTE	Ministério do Trabalho e Emprego
NBR	Norma Brasileira
NFPA	<i>National Fire Protection Association</i>
NPR	Número de Prioridade de Risco
NR	Norma Regulamentadora
O&M	Operação e Manutenção
PCMSO	Programa de Controle Médico de Saúde Ocupacional
PDCA	<i>Plan-Do-Check-Act</i> (Planejar-Executar-Verificar-Agir)
PGR	Programa de Gerenciamento de Riscos
PFF2	Peça Facial Filtrante Classe 2
PPRA	Programa de Prevenção de Riscos Ambientais (substituído pelo PGR e GRO pela NR-1, 2024)
PT	Permissão de Trabalho
SDIV	Síndrome do Dedo Branco Induzida por Vibração
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SESMT	Serviço Especializado em Engenharia de Segurança e em Medicina do Trabalho
SFV	Sistema Fotovoltaico
SSO	Saúde e Segurança Ocupacional
TFCA	Taxa de Frequência de Acidentes com Afastamento
TG	Taxa de Gravidade
UFAL	Universidade Federal de Alagoas
UFV	Usina Fotovoltaica
UV	Ultravioleta
WBGT	<i>Wet Bulb Globe Temperature</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

O	Ocorrência – critério de pontuação FMEA (1–10)
S	Severidade – critério de pontuação FMEA (1–10)
D	Detecção – critério de pontuação FMEA (1–10)
NPR	Número de Prioridade de Risco ($NPR = O \times S \times D$, adimensional)
ΔT	Diferença de temperatura em inspeção termográfica (°C)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Objetivos	18
1.1.1	Objetivo Geral	18
1.1.2	Objetivos Específicos	18
2	REFERENCIAL TEÓRICO	19
2.1	Energia Solar Fotovoltaica	19
2.1.1	Panorama Mundial	19
2.1.2	Panorama Brasileiro	20
2.1.3	Componentes e Funcionamento de uma Instalação Fotovoltaica	23
2.1.4	Estruturas de Suporte	27
2.2	Operação e Manutenção em Usinas Fotovoltaicas	27
2.2.1	Etapas de Instalação	28
2.2.2	Etapas de Operação	29
2.2.3	Etapas de Manutenção	29
2.3	Marco Normativo Aplicável ao Setor Fotovoltaico	29
2.3.1	NR-10: Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade	30
2.3.2	NR-35: Trabalho em Altura	30
2.3.3	ABNT NBR 16690: Instalações Elétricas de Sistemas Fotovoltaicos	31
2.3.4	ABNT NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão	32
2.3.5	ABNT NBR ISO 31000: Gestão de Riscos	32
2.3.6	ABNT NBR ISO 45001: Sistemas de Gestão de Saúde e Segurança Ocupacional	32
2.3.7	NR-1: Disposições Gerais e Gerenciamento de Riscos Ocupacionais	33
2.4	Identificação dos Riscos Operacionais	34
2.4.1	Riscos Elétricos	34
2.4.1.1	Choque Elétrico e Arco Elétrico em Corrente Contínua	34
2.4.1.2	Dificuldade de Desenergização dos Painéis Fotovoltaicos	35
2.4.2	Riscos de Queda em Altura	36
2.4.2.1	Atividades em Cobertura e Estruturas Elevadas	36
2.4.2.2	Equipamentos de Proteção para Trabalho em Altura	37
2.4.3	Riscos Físicos	38
2.4.3.1	Exposição à Radiação Solar e ao Calor	38
2.4.3.2	Ruído e Vibração	39

2.4.4	Riscos Ergonômicos	40
2.4.4.1	Esforços Físicos e Posturas Inadequadas	40
2.4.4.2	Movimentos Repetitivos Durante a Instalação de Painéis	41
2.4.5	Riscos de Incêndio	42
2.4.5.1	Arco Elétrico e <i>Hotspots</i> em Módulos Fotovoltaicos	42
2.4.5.2	Falhas em Inversores e <i>String Boxes</i>	43
2.4.6	Classificação dos Riscos por Gravidade e Natureza	44
3	METODOLOGIA	47
3.1	Levantamento Bibliográfico	47
3.2	Procedimentos de Análise	47
3.3	Ferramentas de Análise de Segurança do Trabalho	48
3.3.1	Análise Preliminar de Riscos (APR)	48
3.3.2	Análise do Modo e Efeito de Falha (FMEA)	49
3.4	Adaptação das Escalas FMEA para Segurança do Trabalho	50
3.5	Limitações do Estudo	51
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	52
4.1	Análise de Segurança do Trabalho	52
4.1.1	Resultados da Análise Preliminar de Riscos	52
4.1.2	Resultados da FMEA de Segurança do Trabalho	54
4.1.3	Equipamentos de Proteção Individual (EPIs) Aplicáveis ao Setor Fotovoltaico	56
4.1.4	Equipamentos de Proteção Coletiva (EPCs)	56
4.1.5	Treinamento e Capacitação dos Trabalhadores	58
4.1.6	Lacunas entre a Normatização e a Prática no Setor Solar	59
4.2	Gerenciamento de Riscos	60
4.2.1	Estrutura de Gestão de Riscos com Base na ABNT NBR ISO 31000	61
4.2.2	Identificação, Análise e Avaliação de Riscos	62
4.2.3	Tratamento e Mitigação dos Riscos	63
4.2.4	Monitoramento e Revisão dos Protocolos de Segurança	64
4.2.5	Boas Práticas de Segurança Adotadas no Setor Fotovoltaico	65
4.3	Discussão dos Resultados por Categoria de Risco	66
4.3.1	Riscos Elétricos e de Incêndio	66
4.3.2	Riscos de Queda em Altura	67
4.3.3	Medidas de Mitigação e Protocolos de O&M	67

4.3.3.1	Medidas de Prioridade Crítica ($\text{NPR} \geq 300$)	68
4.3.3.2	Inspeção Termográfica e Manutenção de Módulos	68
4.3.3.3	Manutenção Preventiva de Inversores	68
4.3.3.4	Inspeção Estrutural	68
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	69
5.1	Sugestões para Pesquisas Futuras	69
REFERÊNCIAS		71

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda mundial por energia elétrica, associada às preocupações ambientais e à necessidade de redução das emissões de gases de efeito estufa, tem impulsionado a expansão das fontes renováveis de energia. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica destaca-se como uma alternativa sustentável e economicamente viável, apresentando crescimento significativo em diversos países, inclusive no Brasil. Conforme destacam Barbosa e Vieira(2025), a energia solar fotovoltaica possui grande relevância por utilizar um recurso natural abundante e inesgotável, além de contribuir para a diversificação da matriz energética e redução dos impactos ambientais decorrentes das fontes convencionais de geração elétrica.

Nos últimos anos, o setor fotovoltaico brasileiro tem apresentado um crescimento expressivo, impulsionado principalmente pela redução dos custos dos módulos solares, pelos avanços tecnológicos e pelos incentivos voltados à geração distribuída. Esse cenário evidencia o fortalecimento da energia solar no país e demonstra sua crescente importância para o desenvolvimento energético nacional, especialmente diante da busca por fontes renováveis mais sustentáveis e eficientes.

No Brasil, esse avanço ganhou maior relevância a partir da publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável por regulamentar a geração distribuída (GD) e instituir o sistema de compensação de energia elétrica. Posteriormente, com a promulgação da Lei nº 14.300/2022, conhecida como Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, o setor passou a contar com maior segurança regulatória, fortalecendo os investimentos em sistemas fotovoltaicos (SFVs) no país (ANEEL, 2023).

Segundo a ABSOLAR (2026), a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil alcançou 70,34 GW em abril de 2026 (ANEEL; ABSOLAR, 2026), consolidando o país entre os principais mercados de geração solar do mundo. Nesse cenário, o Nordeste brasileiro destaca-se pelas elevadas taxas de irradiância solar ao longo do ano. O estado de Alagoas apresenta médias anuais superiores a 5,5 kWh/m²/dia (PEREIRA et al., 2017), fator que favorece a expansão de instalações fotovoltaicas e aumenta a atratividade da região para investimentos no setor solar.

Entretanto, a rápida expansão do setor fotovoltaico não foi acompanhada na mesma proporção pelo desenvolvimento de uma cultura de segurança do trabalho entre as empresas e profissionais envolvidos. A instalação, operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos expõem

os trabalhadores a riscos ocupacionais significativos, como choques elétricos em circuitos de corrente contínua que não podem ser completamente desenergizados, quedas em altura durante atividades em telhados e coberturas, além de exposição prolongada à radiação solar e ao calor extremo. Conforme destacam Lima et al. (2026), o crescimento acelerado da força de trabalho no setor superou a oferta de treinamento técnico qualificado, criando um contingente expressivo de instaladores sem formação adequada em segurança elétrica e trabalho em altura (LIMA et al., 2026).

Nesse contexto, a segurança do trabalho no setor fotovoltaico constitui um tema de grande relevância, uma vez que a ausência de procedimentos adequados e o descumprimento das normas regulamentadoras podem resultar em acidentes graves e fatais. Estudos recentes indicam que os riscos elétricos e as quedas em altura são as principais causas de acidentes no setor solar, reforçando a necessidade de análises sistemáticas dos riscos e de protocolos de prevenção adaptados às particularidades das instalações fotovoltaicas (NETO, 2024). A NR-10, que regulamenta a segurança em instalações e serviços em eletricidade, e a NR-35, que estabelece os requisitos para trabalho em altura, são as principais normas aplicáveis ao setor, porém ainda carecem de disposições específicas para os sistemas fotovoltaicos (BRASIL, 2022).

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Analisar os principais riscos ocupacionais presentes nas atividades operacionais de usinas solares fotovoltaicas, bem como as estratégias de prevenção e mitigação voltadas à segurança do trabalho.

1.1.2 Objetivos Específicos

1. Identificar os principais riscos ocupacionais em instalações fotovoltaicas;
2. Classificar os riscos conforme sua gravidade e natureza;
3. Analisar medidas de prevenção e segurança no trabalho.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Energia Solar Fotovoltaica

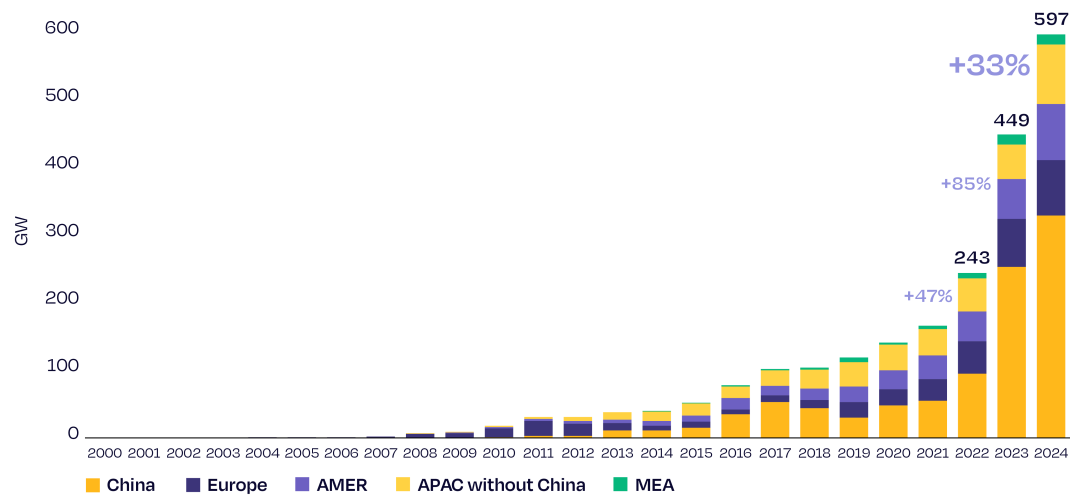
2.1.1 Panorama Mundial

A energia solar fotovoltaica consolidou-se, nas últimas duas décadas, como a tecnologia de geração de energia de crescimento mais acelerado no mundo. Segundo a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2024), a capacidade instalada global de energia solar fotovoltaica superou 1,4 TW em 2023, representando um crescimento superior a 400% na última década. A China lidera o ranking mundial, seguida pelos Estados Unidos, Índia, Japão e Alemanha.

Um dos fatores determinantes dessa expansão é a redução contínua dos custos de geração. O Custo Nivelado de Energia (LCOE) da energia solar fotovoltaica caiu mais de 90% entre 2010 e 2023, tornando a tecnologia competitiva em relação às fontes convencionais de geração em praticamente todo o mundo (IRENA, 2024). Essa redução foi impulsionada pela escala de produção industrial de módulos fotovoltaicos, principalmente na China, pelos avanços tecnológicos nas células solares e pelo desenvolvimento de soluções mais eficientes de montagem e integração de sistemas.

A projeção para as próximas décadas é ainda mais expressiva: o Acordo de Paris e os compromissos climáticos nacionais exigem uma profunda descarbonização dos sistemas elétricos globais, e a energia solar fotovoltaica figura como protagonista nesse processo em praticamente todos os cenários prospectivos elaborados por organismos internacionais como a Agência Internacional de Energia (AIE) e a IRENA (2024). A Figura 1 apresenta a evolução da capacidade fotovoltaica solar instalada anualmente por região entre 2000 e 2024, evidenciando o crescimento exponencial do setor, com destaque para o recorde de 597 GW de adições em 2024 (SOLARPOWER EUROPE, 2025).

Figura 1 – Capacidade fotovoltaica solar anual instalada por região, 2000–2024



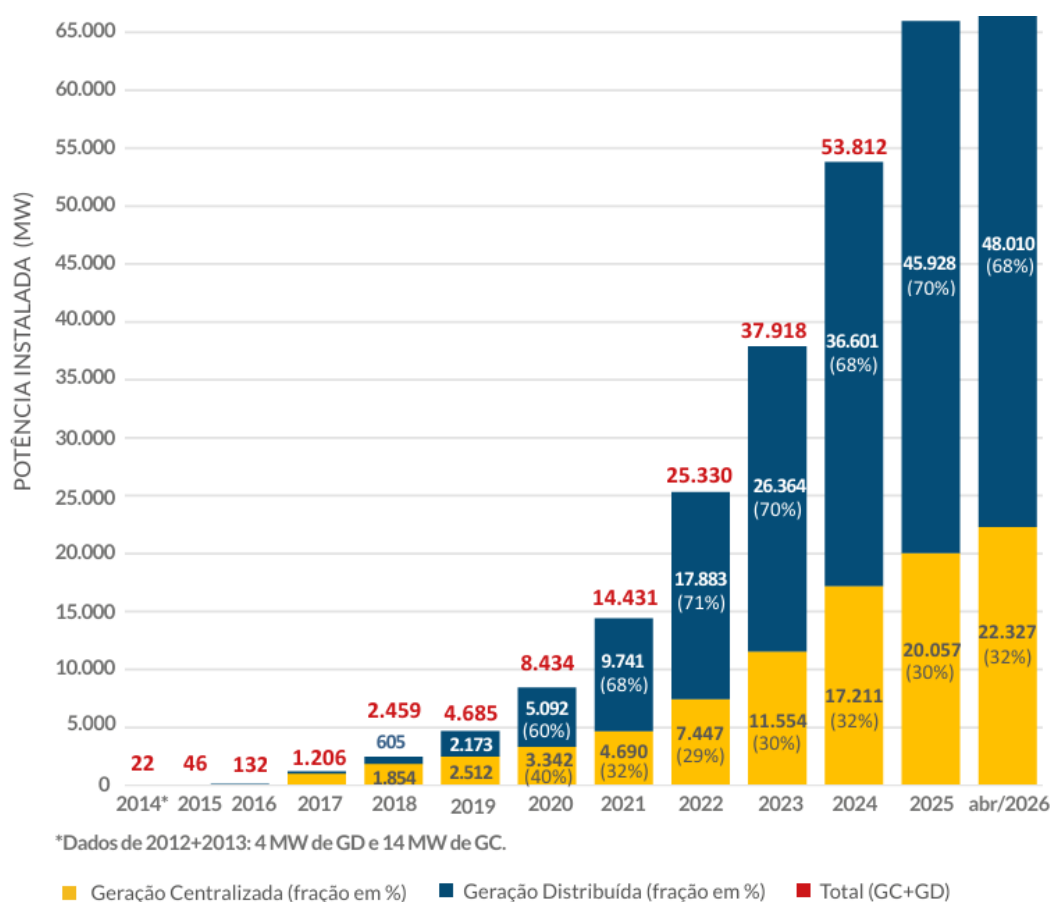
Nota: *China* = China; *Europe* = Europa; *AMER* = Américas (AMER); *APAC without China* = Ásia-Pacífico (APAC) sem a China; *MEA* = Oriente Médio e África (MEA). Eixo vertical: gigawatts (GW).

Fonte: SolarPower Europe (2025).

2.1.2 Panorama Brasileiro

O Brasil acompanhou a tendência mundial e apresentou expansão notável no setor fotovoltaico, impulsionada pela combinação de políticas regulatórias favoráveis, alto potencial de irradiância solar e queda dos custos de equipamentos. A Resolução Normativa n.º 482/2012 da ANEEL foi o marco inicial para a geração distribuída no país, e a Lei n.º 14.300/2022 consolidou o arcabouço regulatório com a criação do Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída (ANEEL, 2023). Em 2023, o país já superava 40 GW de capacidade instalada, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024), e em abril de 2026 esse total havia alcançado 70,34 GW — posicionando o Brasil entre os maiores geradores solares do mundo (ANEEL; ABSOLAR, 2026). O segmento de geração distribuída cresceu de 181 mil sistemas instalados em janeiro de 2020 para mais de 2,3 milhões de conexões em janeiro de 2024, representando crescimento de mais de doze vezes em apenas quatro anos. A Figura 2 detalha essa trajetória de expansão entre 2014 e abril de 2026, evidenciando as parcelas de Geração Centralizada (GC) e Geração Distribuída (GD).

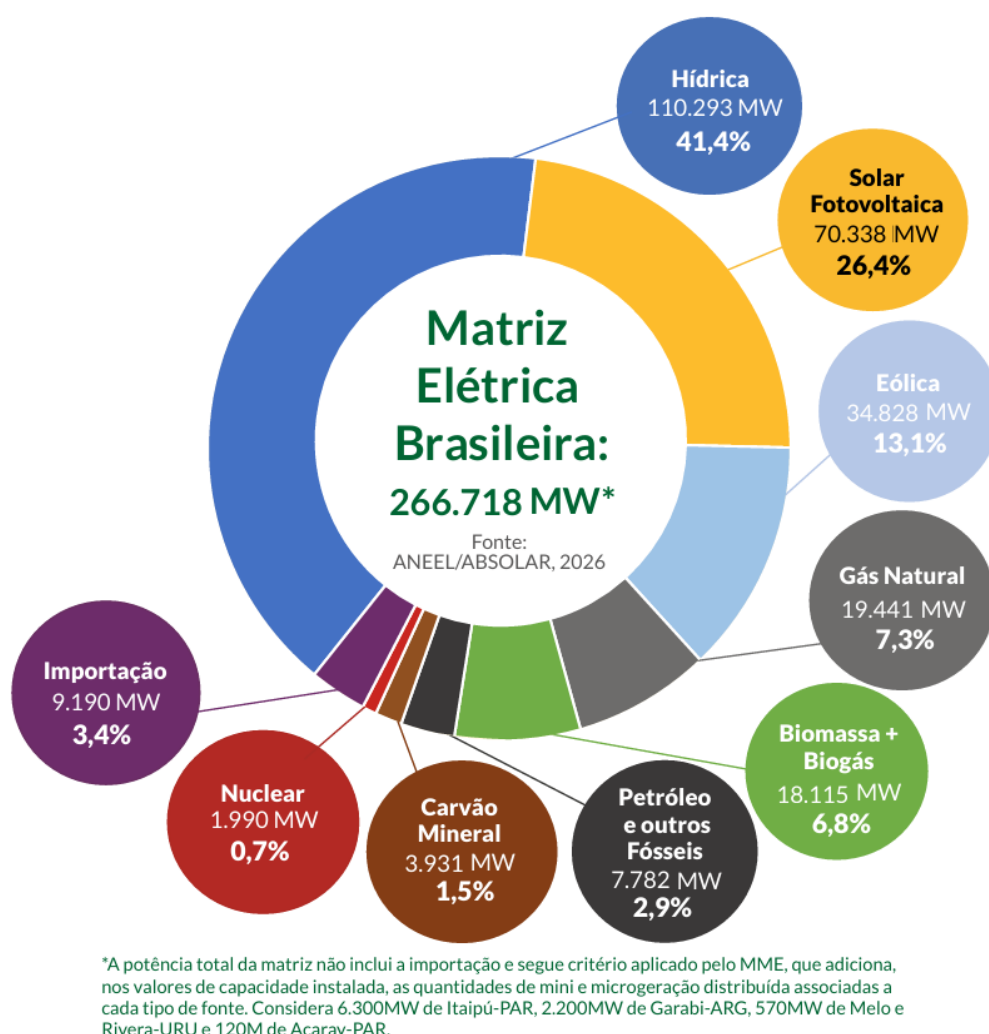
Figura 2 – Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil (GC e GD), 2014–abr./2026



Fonte: ANEEL e ABSOLAR (2026).

Esse crescimento consolidou a energia solar fotovoltaica como segunda maior fonte em potência instalada na matriz elétrica nacional. A Figura 3 ilustra essa composição em abril de 2026, destacando que a energia solar representa 26,4% da potência instalada total, com 70,34 GW (ANEEL; ABSOLAR, 2026).

Figura 3 – Composição da matriz elétrica brasileira por fonte de geração, em MW e percentual, abr./2026



Fonte: ANEEL e ABSOLAR (2026).

O Nordeste brasileiro destaca-se como a região com maior potencial solar do país. O estado de Alagoas, em particular, apresenta médias anuais de irradiância horizontal global superiores a 5,5 kWh/m²/dia (PEREIRA et al., 2017), com períodos de estiagem prolongados que maximizam o aproveitamento solar. O Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2017) e os mapas de irradiação do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2023) confirmam que municípios do sertão alagoano figuram entre os de maior irradiância de todo o território nacional, tornando o estado estratégico para o desenvolvimento de usinas solares de grande porte e para a disseminação de sistemas distribuídos.

Esse crescimento acelerado gerou, segundo a ABSOLAR, mais de 2 milhões de empregos diretos e indiretos em mais de 20 mil empresas do setor solar brasileiro. Contudo, o ritmo de

expansão da força de trabalho superou a oferta de treinamento técnico qualificado, criando um contingente expressivo de instaladores e técnicos sem formação adequada em segurança elétrica e trabalho em altura (LIMA et al., 2026).

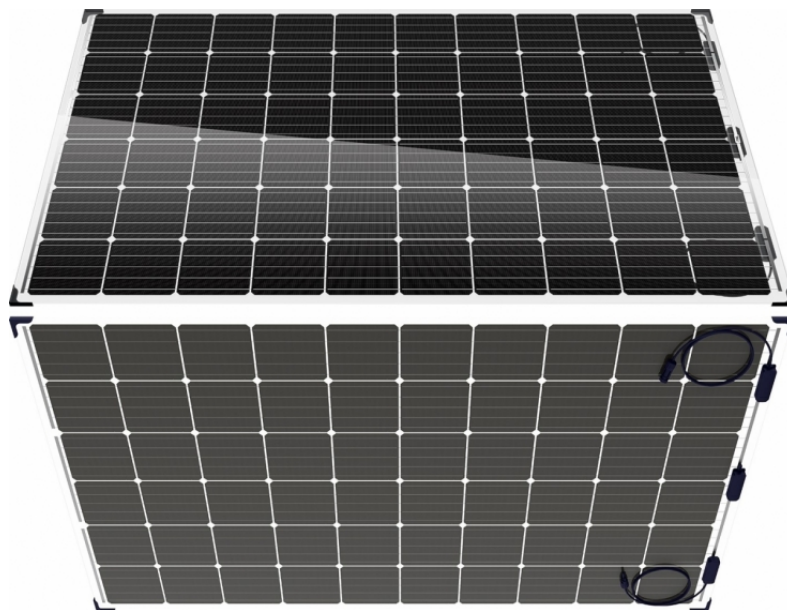
2.1.3 Componentes e Funcionamento de uma Instalação Fotovoltaica

A conversão da energia solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico foi descrita pela primeira vez por Edmond Becquerel em 1839 e aprimorada ao longo do século XX com o desenvolvimento das células de silício. O efeito fotovoltaico ocorre quando fótons de luz incidente sobre um material semicondutor transferem energia suficiente para excitar elétrons, gerando uma diferença de potencial elétrico e, consequentemente, uma corrente elétrica contínua (CC) (VILLALVA; GAZOLI, 2015).

Uma instalação fotovoltaica reúne diversos subsistemas que, integrados, captam a radiação solar, convertem-na em corrente alternada (CA) e fornecem a energia à rede elétrica ou aos consumidores (VILLALVA; GAZOLI, 2015). Os principais componentes são descritos a seguir.

O módulo fotovoltaico é a principal unidade de geração de energia de um sistema solar, formado por células solares protegidas por vidro, polímeros e estrutura de alumínio, conforme ilustrado na Figura 4. Esses módulos são ligados em série para alcançar altas tensões de operação em sistemas fotovoltaicos. Do ponto de vista da segurança, o principal risco é que os módulos continuem gerando energia sempre que recebem luz solar, mesmo com o sistema desligado. Por isso, atividades de instalação, limpeza e manutenção apresentam risco de choque elétrico no circuito em corrente contínua (CC) (BRASIL, 2022).

Figura 4 – Módulo fotovoltaico bifacial: vistas frontal e traseira



Fonte: Canal Solar (2019).

O inversor é o equipamento responsável por transformar a corrente contínua gerada pelos módulos solares em corrente alternada compatível com a rede elétrica, além de realizar funções de monitoramento e proteção do sistema (PINHO; GALDINO, 2014). Na segurança do trabalho, os inversores representam um importante risco elétrico, pois continuam recebendo tensão do lado CC mesmo após o desligamento. Além disso, os capacitores internos podem manter cargas elétricas perigosas, exigindo procedimentos adequados antes de qualquer manutenção (BRASIL, 2022), conforme evidencia a estrutura física do equipamento ilustrada na Figura 5. Mesmo após o desligamento do seccionador CC, pode haver tensão residual proveniente da indutância dos cabos e da capacitância interna dos módulos, o que exige a observância de um tempo mínimo de espera antes de qualquer intervenção no equipamento (BRASIL, 2022).

Figura 5 – Vistas externas de um inversor solar fotovoltaico: frontal, superior, traseira e inferior



Fonte: Elaborado pelo autor, adaptado de Huawei Technologies Co., Ltd. (2025).

O sistema de cabeamento interliga os módulos fotovoltaicos, as caixas combinadas (string boxes), os inversores e os transformadores. Os cabos utilizados no campo fotovoltaico devem ser certificados para uso em CC, resistentes à radiação UV, à temperatura e à umidade, conforme os requisitos da ABNT NBR 16612:2020 (ABNT, 2020). Os conectores do tipo MC4 são amplamente utilizados pela praticidade de instalação, conforme ilustrado na Figura 6.

Figura 6 – Conector do tipo MC4 para sistemas fotovoltaicos: par macho-fêmea com terminais de crimpagem



Fonte: Amazon.com.br (2025).

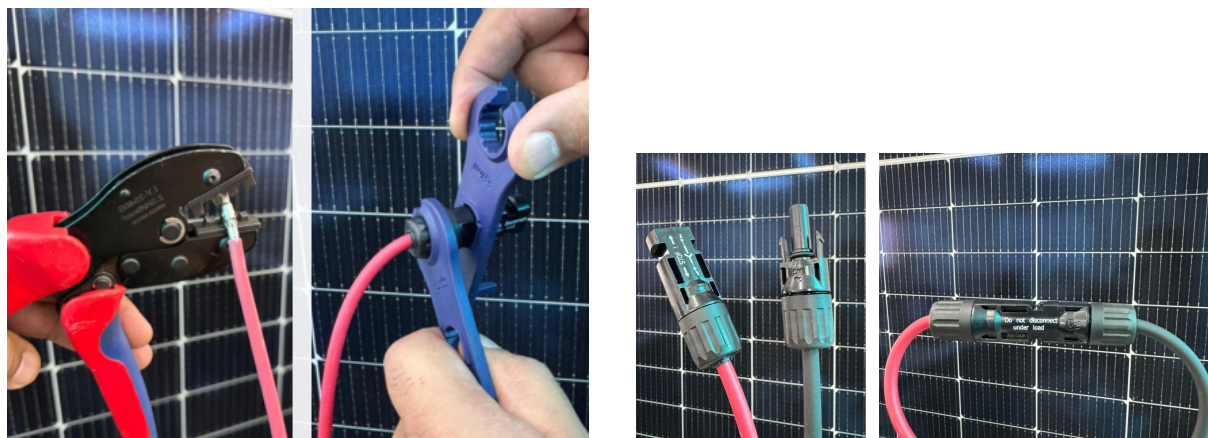
Do ponto de vista da segurança, os conectores MC4 representam um risco significativo quando instalados incorretamente (crimpagem inadequada ou incompatibilidade entre fabricantes), pois o aquecimento por resistência de contato elevada é uma das principais causas de incêndio em instalações fotovoltaicas (CANAL SOLAR, 2021). A Figura 7 ilustra um conector genérico destruído por fusão decorrente de crimpagem deficiente. A Figura 8 apresenta as ferramentas específicas de crimpagem e o resultado de uma conexão corretamente executada com conectores originais da marca Stäubli. A ABNT NBR 16690:2019 (ABNT, 2019) estabelece requisitos de rotulagem e documentação para os circuitos CC, visando facilitar a identificação dos circuitos energizados por trabalhadores de manutenção.

Figura 7 – Conector MC4 genérico destruído por fusão decorrente de crimpagem inadequada



Fonte: Canal Solar (2021).

Figura 8 – Ferramentas de crimpagem para MC4 (esq.) e conectores Stäubli originais corretamente acoplados aos cabos (dir.)



Fonte: Sunergia (2025).

O sistema de monitoramento coleta, registra e transmite dados de produção, desempenho e alarmes da instalação. O sistema de proteção compreende dispositivos de proteção contra sobrecorrente (fusíveis e disjuntores), dispositivos de proteção contra surtos (DPS) e aterramentos. A ABNT NBR 5410:2004 (ABNT, 2004) estabelece os requisitos para instalações elétricas de baixa tensão no lado CA da planta, enquanto a ABNT NBR 5419:2015 (ABNT, 2015) trata da proteção contra descargas atmosféricas.

2.1.4 Estruturas de Suporte

As estruturas de suporte têm a função de sustentar os módulos fotovoltaicos e garantir o posicionamento adequado para melhor captação da luz solar. Essas estruturas podem ser fixas ou com sistemas de rastreamento solar, sendo geralmente fabricadas em aço galvanizado ou alumínio.

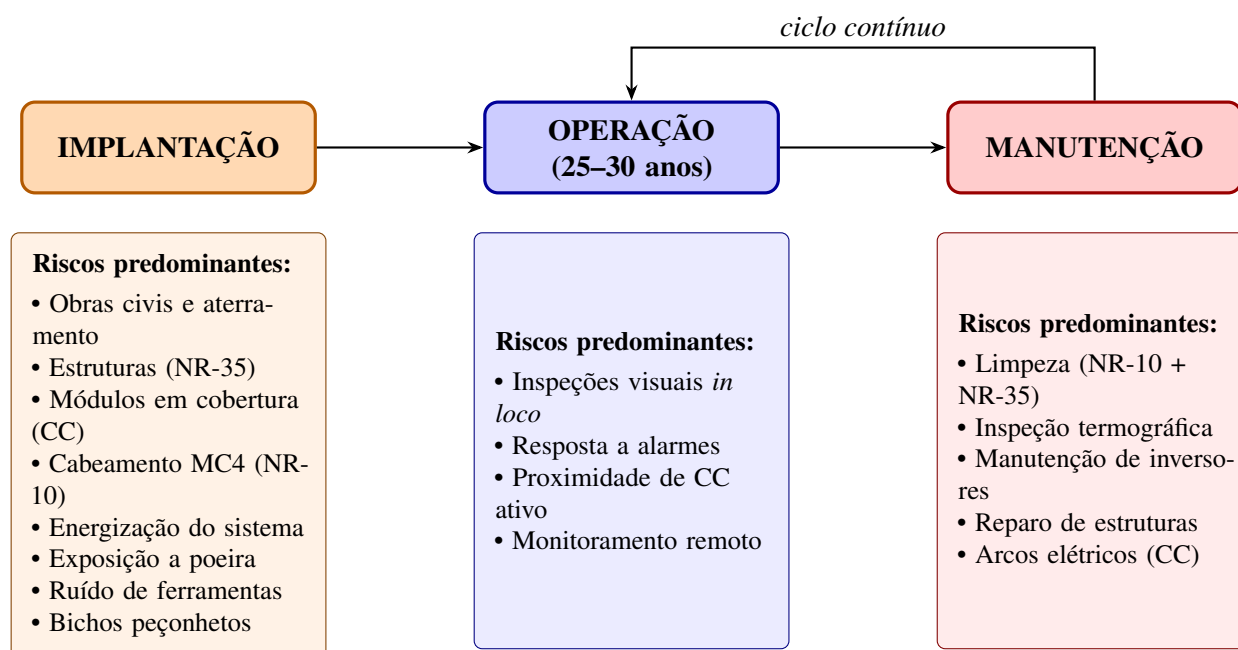
Em instalações realizadas em telhados e coberturas, as atividades de montagem e manutenção são consideradas trabalho em altura, exigindo medidas específicas de segurança conforme a NR-35 (BRASIL, 2023). Desta forma, torna-se necessária a adoção de procedimentos específicos de segurança para proteção dos trabalhadores.

2.2 Operação e Manutenção em Usinas Fotovoltaicas

A operação e manutenção (O&M) de usinas fotovoltaicas envolve um conjunto de atividades realizadas ao longo de toda a vida útil do empreendimento, tipicamente de 25 a 30 anos (LIMA et al., 2026). Do ponto de vista da segurança do trabalho, é fundamental compreender em

que momentos e em que condições os trabalhadores se aproximam dos equipamentos energizados ou realizam atividades em altura. A Figura 9 sintetiza essas três fases e os principais riscos ocupacionais associados a cada uma.

Figura 9 – Fases do ciclo de vida de uma UFV e principais atividades com risco ocupacional



Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

2.2.1 Etapas de Instalação

A fase de instalação de uma UFV é, do ponto de vista da segurança do trabalho, a fase de maior complexidade e variedade de riscos. As obras civis e fundações envolvem escavações, instalação de aterramento e passagem de eletrodutos, apresentando riscos relacionados ao esforço físico e às atividades típicas da construção civil. Em seguida, a montagem das estruturas de suporte, realizada em solo ou telhado, exige cuidados com trabalho em altura e cumprimento das exigências da NR-35, incluindo uso de EPIs e análise prévia dos riscos (BRASIL, 2023).

A instalação dos módulos fotovoltaicos é uma etapa em que o peso dos módulos e o trabalho em superfícies inclinadas aumentam os riscos de esforço físico, quedas e choque elétrico durante a montagem (SOUZA, 2024). Após a fixação dos módulos, procede-se à instalação do cabeamento CC e dos conectores MC4, atividade repetitiva que exige atenção na montagem dos conectores, pois falhas na crimpagem podem causar superaquecimento e incêndios nas instalações fotovoltaicas (BRITO et al., 2023). Por fim, a conexão aos inversores e a energização

do sistema constituem a etapa final, que envolve riscos elétricos elevados e exige profissionais capacitados conforme a NR-10 para garantir a segurança durante a energização da instalação.

2.2.2 Etapas de Operação

A operação de uma usina fotovoltaica é realizada, na maior parte do tempo, por monitoramento remoto. No entanto, algumas situações exigem a presença de trabalhadores no local para inspeções, verificações e atendimento de falhas no sistema.

O monitoramento remoto é realizado por plataformas digitais para acompanhar diariamente o desempenho da usina, analisar alarmes e verificar a produção de energia sem necessidade de acesso físico ao local. As inspeções periódicas *in loco* consistem em visitas técnicas para verificar módulos, estruturas, cabos e inversores, exigindo atenção às normas de segurança devido à proximidade com circuitos energizados. Já a resposta a alarmes críticos envolve situações de falhas ou quedas de desempenho que exigem atendimento rápido dos técnicos, aumentando os riscos de acidentes quando procedimentos de segurança são negligenciados pela urgência da intervenção (NETO, 2024).

2.2.3 Etapas de Manutenção

As atividades de manutenção concentram os maiores riscos ocupacionais em UFVs, pois envolvem intervenção direta em equipamentos que, em muitos casos, não podem ser completamente desenergizados.

A limpeza dos módulos exige atenção redobrada, pois envolve trabalho em altura, proximidade com circuitos energizados e uso de água, aumentando os riscos de queda e choque elétrico. A inspeção termográfica, realizada com câmeras térmicas ou drones para identificar superaquecimentos nos módulos, requer cuidados por ocorrer próxima a circuitos elétricos ativos. A manutenção de inversores envolve abertura de equipamentos e medições elétricas, exigindo profissionais capacitados em NR-10 e procedimentos de segurança, já que o circuito CC continua energizado durante a intervenção (LIMA et al., 2026). A manutenção de estruturas inclui verificação de parafusos, corrosão e componentes metálicos e, quando realizada em altura, deve seguir as exigências da NR-35, com planejamento, análise de riscos e supervisão adequada.

2.3 Marco Normativo Aplicável ao Setor Fotovoltaico

O setor fotovoltaico brasileiro é regido por um conjunto de normas regulamentadoras e técnicas que estabelecem os requisitos mínimos para a segurança das instalações e dos trabalha-

dores. Embora não exista ainda uma norma regulamentadora específica para o setor solar, lacuna apontada por pesquisadores como uma das principais fragilidades do arcabouço de segurança do trabalho no segmento (LIMA et al., 2026), as normas existentes cobrem os principais riscos quando corretamente aplicadas.

2.3.1 NR-10: Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade

A Norma Regulamentadora n.º 10 (NR-10), do Ministério do Trabalho e Emprego, estabelece os requisitos e condições mínimas objetivando a implementação de medidas de controle e sistemas preventivos, de forma a garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores que, direta ou indiretamente, interajam em instalações elétricas e serviços com eletricidade (BRASIL, 2022).

A NR-10 estabelece uma hierarquia de proteção que privilegia as medidas coletivas sobre as individuais: (1) de-energização; (2) tensão de segurança; (3) isolamento das partes vivas; (4) barreiras e obstáculos; (5) seccionamento automático; (6) bloqueio de re-energização e somente então, como último recurso, os EPIs. Para sistemas fotovoltaicos, a de-energização do lado CC é impossível enquanto houver iluminação solar, o que torna obrigatória a adoção de medidas de proteção alternativas durante qualquer trabalho nos circuitos CC (BRASIL, 2022).

Em sua atualização de 2022 (Portaria MTP n.º 1.868/2022), a NR-10 incorporou disposições específicas para sistemas fotovoltaicos, reconhecendo as características únicas desse tipo de instalação. A norma exige a elaboração de prontuário das instalações elétricas, que deve incluir os diagramas unifilares do sistema fotovoltaico com identificação de todos os circuitos, tensões e correntes nominais, facilitando o trabalho seguro da equipe de manutenção.

A habilitação para trabalho em instalações elétricas conforme a NR-10 divide-se em duas categorias: trabalhador habilitado (formação em área elétrica com treinamento NR-10 de 40 horas), para trabalho em instalações de baixa tensão; e trabalhador habilitado em SEP (Sistema Elétrico de Potência), que requer treinamento adicional de 40 horas, para trabalho em instalações de média e alta tensão ou em sistemas fotovoltaicos com tensão CC superior a 50 V. O treinamento deve ser renovado a cada dois anos.

2.3.2 NR-35: Trabalho em Altura

A Norma Regulamentadora n.º 35 (NR-35) caracteriza o trabalho em altura como toda atividade realizada acima de 2,0 metros do nível inferior, quando houver risco de queda (BRASIL, 2023). Essa definição abrange grande parte das atividades relacionadas à instalação e manutenção

de sistemas fotovoltaicos em telhados residenciais, comerciais e industriais, além de incluir determinadas operações executadas em usinas solares de solo com estruturas de maior elevação.

A NR-35 estabelece os seguintes requisitos fundamentais:

- Todo trabalho em altura deve ser planejado, organizado e executado por trabalhador treinado e autorizado;
- O trabalhador autorizado é aquele que recebeu treinamento, teve sua condição de saúde avaliada como apto para a atividade e possui autorização formal da empresa;
- O treinamento inicial tem carga horária mínima de 8 horas e deve ser realizado antes do início das atividades; o treinamento periódico, também de no mínimo 8 horas, deve ser realizado a cada dois anos;
- Deve ser elaborada Análise Preliminar de Riscos (APR) antes do início de cada tarefa em altura, identificando os riscos específicos e as medidas de controle a adotar;
- Deve existir um plano de resgate para atendimento ao trabalhador em caso de acidente ou queda.

A norma estabelece a hierarquia de proteção: proteções coletivas (guarda-corpos, redes de proteção, plataformas de trabalho, andaimes) têm preferência sobre proteções individuais (cinto de segurança tipo paraquedista, trava-queda, talabarte Y). Em 2025, a Portaria MTE n.º 1.680 adicionou o Anexo III à NR-35, estabelecendo regras específicas para o uso de escadas individuais, equipamento frequentemente utilizado por instaladores de sistemas fotovoltaicos residenciais.

2.3.3 ABNT NBR 16690: Instalações Elétricas de Sistemas Fotovoltaicos

A ABNT NBR 16690:2019 (ABNT, 2019) estabelece os requisitos mínimos para o projeto e a implantação de instalações elétricas de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, aplicando-se tanto a sistemas de geração distribuída quanto a usinas de grande porte. A norma aborda:

- Requisitos de dimensionamento dos condutores e proteção dos circuitos CC;
- Exigências de rotulagem e sinalização das caixas combinadoras (*string boxes*) e dos circuitos CC, com informação de tensão e corrente de curto-circuito;

- Requisitos de aterramento e proteção contra surtos;
- Critérios para seleção de inversores e dispositivos de proteção.

Do ponto de vista da segurança do trabalhador, a rotulagem exigida pela NBR 16690 é fundamental: ela permite que técnicos de manutenção identifiquem rapidamente os circuitos energizados, as tensões envolvidas e os pontos de seccionamento disponíveis, reduzindo o risco de intervenções em circuitos incorretos.

2.3.4 ABNT NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão

A ABNT NBR 5410:2004 (ABNT, 2004) é a norma base para instalações elétricas de baixa tensão no Brasil, aplicando-se ao lado CA das usinas fotovoltaicas (da saída do inversor até o ponto de conexão com a rede de distribuição). A norma define critérios para instalação de condutores, sistemas de proteção e aterramento elétrico.

Em usinas fotovoltaicas, o lado CA é tecnicamente equivalente a qualquer outra instalação elétrica de baixa tensão e deve atender integralmente à NBR 5410. A combinação das exigências da NBR 5410 (lado CA) com as da NBR 16690 (lado CC) e da NR-10 (proteção dos trabalhadores) constitui o tripé técnico-normativo mínimo para uma instalação fotovoltaica segura.

2.3.5 ABNT NBR ISO 31000: Gestão de Riscos

A ABNT NBR ISO 31000:2018 (ABNT, 2018a) apresenta diretrizes para a gestão de riscos em diferentes tipos de organizações, estabelecendo princípios e métodos para identificação, análise, avaliação e tratamento dos riscos. Baseada no ciclo PDCA (Plan-Do-Check-Act), a norma é amplamente utilizada em programas de segurança do trabalho e gestão de ativos.

No contexto deste trabalho, a ISO 31000 fornece a base para a análise dos riscos ocupacionais em usinas fotovoltaicas, considerando a probabilidade de ocorrência, a gravidade das consequências e as estratégias de mitigação e controle dos riscos.

2.3.6 ABNT NBR ISO 45001: Sistemas de Gestão de Saúde e Segurança Ocupacional

A ABNT NBR ISO 45001:2018 (ABNT, 2018b) especifica os requisitos para um sistema de gestão de saúde e segurança ocupacional (SSO), com o objetivo de permitir que uma organização forneça locais de trabalho seguros e saudáveis, prevenindo lesões e doenças relacionadas ao trabalho.

A norma é estruturada no formato de alto nível (Anexo SL), compatível com a ISO 9001 e a ISO 14001, facilitando a integração com sistemas de gestão já existentes nas empresas do setor fotovoltaico. Seus elementos mais relevantes para o setor solar incluem:

- Cláusula 6.1: Identificação de perigos e avaliação de riscos e oportunidades equivalente à APR;
- Cláusula 7.2 e 7.3: Competência, treinamento e conscientização dos trabalhadores;
- Cláusula 8.1: Controles operacionais para eliminação de perigos e redução de riscos de SSO;
- Cláusula 9: Avaliação de desempenho e monitoramento de indicadores de SSO;
- Cláusula 10: Melhoria contínua e gestão de incidentes.

A adoção da ISO 45001 por empresas do setor fotovoltaico brasileiro ainda é limitada, especialmente entre os instaladores de pequeno porte, mas representa um diferencial competitivo crescente, especialmente em contratos com grandes clientes corporativos e projetos de financiamento internacional (SHAFIRA; ABADI, 2025).

2.3.7 NR-1: Disposições Gerais e Gerenciamento de Riscos Ocupacionais

A Norma Regulamentadora n.º 1 (NR-1), atualizada pela Portaria MTE n.º 1.419/2024, estabelece as disposições gerais aplicáveis a todas as demais normas regulamentadoras e institui o Gerenciamento de Riscos Ocupacionais (GRO) como processo contínuo e sistemático de identificação de perigos, avaliação e controle dos riscos ocupacionais (BRASIL, 2024). Com essa atualização, o Programa de Prevenção de Riscos Ambientais (PPRA) foi substituído pelo Programa de Gerenciamento de Riscos (PGR), instrumento formal que materializa o GRO, com escopo ampliado para abranger riscos físicos, químicos, biológicos, ergonômicos e psicossociais.

O PGR deve conter o inventário de riscos ocupacionais, com identificação e avaliação de todos os perigos; o plano de ação com medidas de prevenção e controle, prazos e responsáveis; e o monitoramento e a revisão periódica das ações implementadas (BRASIL, 2024).

No setor fotovoltaico, o PGR deve contemplar os riscos elétricos em circuitos CC e CA, os riscos de queda em altura, os riscos físicos por exposição ao calor e à radiação UV e os riscos ergonômicos. A partir de maio de 2026, as organizações também ficam obrigadas a incluir os fatores de risco psicossociais relacionados ao trabalho no inventário do PGR, conforme a NR-1 atualizada (BRASIL, 2024).

2.4 Identificação dos Riscos Operacionais

A identificação dos riscos ocupacionais representa uma etapa fundamental para garantir a segurança dos trabalhadores em instalações fotovoltaicas. Nesse contexto, é necessário analisar todas as fases do empreendimento, desde a instalação até a operação e manutenção dos sistemas, considerando também as condições ambientais características da região onde a instalação está inserida.

Os riscos apresentados nesta seção foram identificados por meio de revisão sistemática da literatura científica nacional e internacional, análise das normas regulamentadoras (NR-10, NR-35, NR-15 e NR-17) e das normas técnicas da ABNT aplicáveis ao setor fotovoltaico. A identificação seguiu a metodologia descrita no Capítulo 3, utilizando como referência os trabalhos de Lima et al. (2026), Neto (2024), Shafira e Abadi (2025) e Behrani (2023), que abordam os riscos ocupacionais em instalações fotovoltaicas sob diferentes perspectivas. Os riscos foram classificados por natureza (elétrico, queda em altura, físico, ergonômico e incêndio) e organizados conforme as etapas do ciclo de vida das instalações, permitindo uma análise abrangente das situações de perigo às quais os trabalhadores estão expostos.

Assim, esta seção aborda os principais riscos presentes no setor fotovoltaico, destacando suas causas, possíveis impactos aos trabalhadores e sua relevância para o contexto do Nordeste e do estado de Alagoas.

2.4.1 Riscos Elétricos

Os riscos elétricos constituem a categoria de maior severidade potencial no setor fotovoltaico, em razão das características únicas do circuito de corrente contínua (CC) gerado pelos módulos solares. Diferentemente de instalações convencionais de corrente alternada (CA), onde a proteção pela desenergização é sempre possível, o circuito CC de um sistema fotovoltaico não pode ser completamente desativado enquanto houver incidência de luz solar sobre os módulos (BRASIL, 2022).

2.4.1.1 *Choque Elétrico e Arco Elétrico em Corrente Contínua*

O choque elétrico acontece quando a corrente elétrica passa pelo corpo humano, podendo causar desde pequenos desconfortos até acidentes graves e fatais. A gravidade depende da intensidade da corrente, do tempo de contato e do caminho percorrido pelo corpo.

Nos sistemas fotovoltaicos, a corrente contínua (CC) apresenta riscos ainda maiores, pois o arco elétrico não se interrompe facilmente e pode provocar queimaduras graves e incêndios

(BRITO et al., 2023). Além disso, tensões acima de 50 V CC já são consideradas perigosas pela NR-10, e sistemas com tensões elevadas exigem profissionais capacitados para atuação segura (BRASIL, 2022).

Nos sistemas fotovoltaicos, as tensões em corrente contínua podem variar de 36 V em módulos individuais até 1.500 V CC em usinas de grande porte. De acordo com a NR-10 (BRASIL, 2022), tensões acima de 50 V CC já são consideradas perigosas. Além disso, sistemas superiores a 600 V CC, exigem profissionais habilitados em SEP. As correntes de curto-circuito dos módulos modernos também podem causar queimaduras graves e até fibrilação ventricular em poucos segundos.

O risco de choque elétrico está presente em todas as atividades que envolvem contato direto ou indireto com os condutores CC: instalação de módulos, conexão de cabos e conectores MC4, abertura de string boxes, manutenção de inversores e limpeza de painéis (quando a umidade cria um caminho condutor entre o módulo e o trabalhador) (NETO, 2024).

2.4.1.2 Dificuldade de Desenergização dos Painéis Fotovoltaicos

A impossibilidade de desenergização completa do lado em corrente contínua (CC) é uma das principais características que diferenciam os riscos elétricos dos sistemas fotovoltaicos em relação às instalações elétricas convencionais. Em instalações tradicionais, o desligamento do disjuntor geral normalmente interrompe a alimentação elétrica, permitindo a realização de atividades com maior segurança. Entretanto, nos sistemas fotovoltaicos, essa condição não se aplica totalmente ao lado CC, pois os módulos continuam gerando energia sempre que houver incidência de luz solar.

- Os módulos fotovoltaicos geram tensão e corrente sempre que estão expostos à luz solar, seja ela direta ou difusa;
- O seccionador CC do inversor isola os módulos do inversor, mas não do restante do circuito CC (os próprios condutores entre os módulos e a *string box* permanecem energizados);
- A cobertura total dos módulos com lonas opacas reduz significativamente a geração, mas é uma operação que por si mesma exige trabalho próximo aos módulos ativos;
- Em dias nublados, módulos fotovoltaicos ainda geram tensões significativas (tipicamente 60% a 70% da tensão de circuito aberto em condições de céu claro) (BRITO et al., 2023).

Esta condição é reconhecida pela NR-10 em sua atualização de 2022 (Portaria MTP n.º 1.868/2022), que estabelece requisitos específicos para trabalho em sistemas fotovoltaicos, incluindo a obrigatoriedade de procedimentos de trabalho escritos, uso de ferramentas isoladas para a tensão de trabalho e presença mínima de dois trabalhadores qualificados durante intervenções nos circuitos CC (BRASIL, 2022).

2.4.2 Riscos de Queda em Altura

A queda de altura está entre as principais causas de acidentes graves e fatais em atividades de construção, instalação e manutenção de equipamentos. No setor fotovoltaico, grande parte dos sistemas é instalada em telhados de residências, comércios e galpões industriais, fazendo com que o trabalho em cobertura seja uma atividade frequente e que o risco de queda esteja constantemente presente nas operações do setor.

2.4.2.1 Atividades em Cobertura e Estruturas Elevadas

As seguintes atividades de rotina no setor fotovoltaico configuram trabalho em altura nos termos da NR-35 (acima de 2 m do nível inferior com risco de queda):

- Instalação de estruturas de suporte e módulos em telhados de qualquer tipologia (fibrocimento, cerâmica, metálico, laje);
- Limpeza de módulos em coberturas inclinadas;
- Inspeção visual e termográfica de módulos em sistemas de telhado;
- Manutenção de inversores instalados em fachadas ou paredes elevadas;
- Manutenção de estruturas de suporte em usinas de solo (*ground-mounted*) com elevação para acesso de limpeza.

O risco de queda nas atividades fotovoltaicas é intensificado por características próprias do setor. A superfície dos módulos solares é lisa e escorregadia, principalmente quando está molhada durante limpezas ou em períodos de orvalho. Além disso, muitos telhados de fibrocimento comuns em instalações rurais e industriais no Nordeste — apresentam fragilidade estrutural e podem não suportar o peso do trabalhador. A inclinação típica dos telhados residenciais, geralmente entre 15° e 30°, também aumenta o risco de escorregamentos e acidentes.

Nas usinas solares de grande porte, as estruturas de suporte costumam variar entre 1,0 e 2,5 metros de altura, enquanto os sistemas trackers (rastreadores solares) podem ultrapassar 3,5

metros em sua posição mais elevada. Dessa forma, atividades de manutenção, como lubrificação, ajuste de sensores e substituição de atuadores, são classificadas como trabalho em altura e exigem planejamento e medidas específicas de segurança.

2.4.2.2 Equipamentos de Proteção para Trabalho em Altura

A NR-35 estabelece a hierarquia de proteções para trabalho em altura: proteções coletivas têm prioridade sobre proteções individuais (BRASIL, 2023).

Proteções coletivas (EPCs) preferidas:

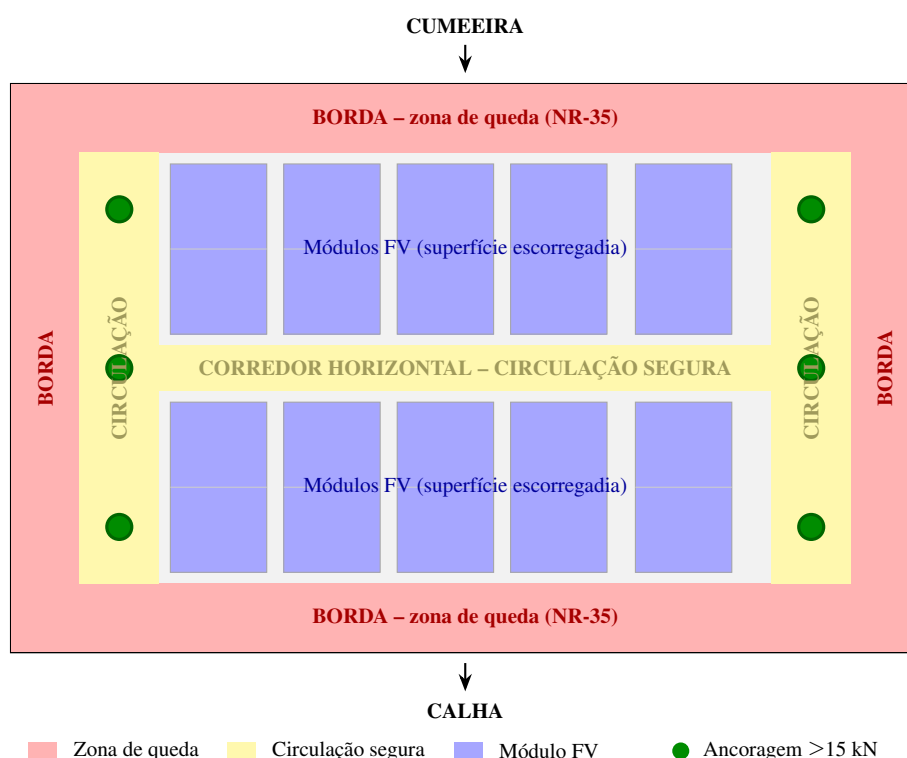
- Guarda-corpo e rodapé fixos nas bordas de coberturas e plataformas;
- Andaimos e plataformas de trabalho com piso antiderrapante e guarda-corpo;
- Plataformas elevatórias (tesoura, articulada ou lança) para acesso a estruturas elevadas;
- Redes de proteção abaixo de planos de trabalho.

Proteções individuais (EPIs) como último recurso:

- Cinto de segurança tipo paraquedista (não é permitido o cinto abdominal para trabalho em altura);
- Talabarte de posicionamento e/ou talabarte Y com absorvedor de energia;
- Trava-queda deslizante em linha de vida vertical ou horizontal;
- Linha de vida horizontal tensionada, fixada em pontos de ancoragem dimensionados para a carga de choque.

A NR-35 exige que o ponto de ancoragem para o sistema de proteção individual suporte carga de choque equivalente a, no mínimo, 15 kN. Em coberturas de fibrocimento ou telha cerâmica, a fixação de pontos de ancoragem adequados é frequentemente um desafio, exigindo projeto específico de engenharia (LIMA et al., 2026). A Figura 10 apresenta, em vista superior esquemática, as principais zonas de risco de queda e as faixas de circulação segura em uma cobertura com sistema fotovoltaico instalado.

Figura 10 – Mapa esquemático de zonas de risco e faixas de circulação segura em cobertura com módulos fotovoltaicos



Fonte: Elaborado pelo autor com base na NR-35 (BRASIL, 2023) e Lima et al. (2026), 2026.

2.4.3 Riscos Físicos

Os riscos físicos correspondem aos agentes presentes no ambiente de trabalho que, dependendo da intensidade e do tempo de exposição, podem causar prejuízos à saúde dos trabalhadores. No setor fotovoltaico, os principais riscos estão relacionados à exposição contínua à radiação solar e às altas temperaturas. Além disso, também podem ocorrer impactos causados pelo ruído e pela vibração provenientes de ferramentas, máquinas e equipamentos utilizados nas atividades de instalação e manutenção (BEHRANI, 2023).

2.4.3.1 Exposição à Radiação Solar e ao Calor

Os trabalhadores do setor fotovoltaico, especialmente instaladores e técnicos de manutenção realizam suas atividades predominantemente ao ar livre, em superfícies que amplificam a irradiância solar (o reflexo dos módulos fotovoltaicos e das superfícies metálicas das estruturas aumenta a exposição total). No Nordeste brasileiro, e especialmente em Alagoas, as condições de exposição são particularmente severas:

- O Índice UV em Alagoas frequentemente atinge valores de 11 ou acima (categoria “Extremo”), especialmente nos meses de outubro a março, entre 10h e 14h;
- As temperaturas ambientes no sertão alagoano podem ultrapassar 40°C no verão;
- A superfície de módulos fotovoltaicos expostos ao sol pode atingir 65°C a 80°C, criando uma fonte adicional de calor radiante para trabalhadores nas proximidades.

A exposição prolongada ao calor pode causar câibras, exaustão térmica e, em casos graves, insolação (coup de chaleur), uma emergência médica com risco de vida. A NR-15, Anexo 3 (Limites de Tolerância para Exposição ao Calor), estabelece limites de tempo de trabalho em função do Índice de Bulbo Úmido e Termômetro de Globo (IBUTG, equivalente ao WBGT, Wet Bulb Globe Temperature), que combina temperatura de bulbo seco, temperatura de bulbo úmido e temperatura de globo negro. Para trabalho pesado ao ar livre em Alagoas no verão, o IBUTG frequentemente supera os limites de tolerância para trabalho contínuo, tornando obrigatória a adoção de regimes de trabalho-descanso (MTE, 1978a) (BEHRANI, 2023). Esse Anexo 3 foi reformulado pela Portaria SEPRT nº 1.359/2019, que adotou o índice WBGT como critério e estabeleceu novos limites de exposição ao calor. [COMPLETAR REFERÊNCIAS: adicionar BRASIL. Ministério da Economia. Portaria SEPRT nº 1.359, de 09 de dezembro de 2019. Aprova o Anexo nº 3 da NR-15. Brasília, 2019.]

A exposição à radiação UV, além do risco de queimadura solar, está associada a longo prazo ao desenvolvimento de câncer de pele. Estudos epidemiológicos em trabalhadores de atividades externas confirmam que a exposição crônica à radiação UV é o principal fator de risco para carcinoma basocelular e melanoma maligno (SHAFIRA; ABADI, 2025).

2.4.3.2 *Ruído e Vibração*

Durante a fase de instalação, os trabalhadores do setor fotovoltaico são expostos a ruídos de ferramentas elétricas portáteis, esmerilhadeiras angulares, parafusadeiras de impacto e furadeiras cujos níveis sonoros podem superar 100 dB(A) a curta distância. A NR-15, Anexo 1, estabelece que a exposição contínua a 100 dB(A) é tolerável por apenas 1 hora por jornada de trabalho, exigindo proteção auditiva acima desse limite de tempo.

A vibração provocada por ferramentas manuais, como chaves de impacto utilizadas no aperto de parafusos em estruturas metálicas, pode causar problemas à saúde dos trabalhadores, entre eles a Síndrome do Dedo Branco Induzida por Vibração (SDIV). Essa condição é caracterizada por alterações na circulação sanguínea dos dedos, causando dormência, formigamento e,

em casos mais graves, perda permanente de sensibilidade. O risco tende a aumentar conforme a frequência de uso das ferramentas e a exposição ao frio, que intensifica a contração dos vasos sanguíneos. Mesmo em ambientes de altas temperaturas, o problema pode ocorrer em trabalhadores mais suscetíveis.

2.4.4 Riscos Ergonômicos

Os riscos ergonômicos no setor fotovoltaico estão relacionados, principalmente, às exigências físicas das atividades de instalação e manutenção dos sistemas solares. Entre os fatores mais comuns destacam-se o levantamento e transporte de cargas pesadas, a adoção de posturas inadequadas em superfícies inclinadas e a realização de movimentos repetitivos durante operações de montagem em larga escala. Essas condições podem causar fadiga, desconfortos musculares e problemas osteomusculares nos trabalhadores.

2.4.4.1 *Esforços Físicos e Posturas Inadequadas*

Os módulos fotovoltaicos de alta potência, normalmente utilizados em usinas solares, possuem peso entre 22 kg e 32 kg e apresentam grandes dimensões, o que torna sua instalação uma atividade fisicamente exigente. Em coberturas inclinadas, o posicionamento desses módulos geralmente requer o trabalho simultâneo de dois profissionais, que frequentemente precisam adotar posturas inadequadas, como tronco flexionado, braços elevados e apoio em superfícies inclinadas.

A combinação entre esforço físico intenso, movimentos repetitivos e longos períodos de trabalho pode favorecer o surgimento de Lesões por Esforço Repetitivo (LER) e Distúrbios Osteomusculares Relacionados ao Trabalho (DORT), afetando principalmente a coluna lombar, os ombros e os punhos (MTE, 1978b; SHAFIRA; ABADI, 2025).

Além disso, atividades como o roteamento de cabos em espaços reduzidos, a exemplo de sótãos e sub telhados, exigem que os trabalhadores permaneçam agachados ou ajoelhados por longos períodos, aumentando o desgaste físico e o risco de lesões musculoesqueléticas. O Quadro 1 ilustra as posturas típicas de risco ergonômico e as regiões corporais mais afetadas nessas atividades.

Quadro 1 – Posturas de risco ergonômico típicas e regiões corporais afetadas na instalação de sistemas fotovoltaicos

Transporte de módulos em cobertura	Crimpagem de conectores MC4	Roteamento de cabos em sub-telhado
Tronco flexionado $\geq 40^\circ$; braços estendidos sustentando carga de 22–32 kg em superfície inclinada (15–30°)	Punho em pronação/supinação forçada; força manual considerável repetida centenas de vezes por dia em posição agachada	Agachado ou ajoelhado por períodos prolongados; tronco fletido em espaço confinado com visibilidade reduzida
Região crítica: coluna lombar + ombros	Região crítica: punhos, dedos e antebraços	Região crítica: joelhos, coluna lombar
LER/DORT: lombalgia, hérnia de disco, síndrome do manguito rotador	LER/DORT: síndrome do túnel do carpo, tenossinovite, epicondilite lateral	LER/DORT: bursite, condromalácia patelar, lombociatalgia

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Shafira e Abadi (2025) e Lima et al. (2026), 2026.

2.4.4.2 *Movimentos Repetitivos Durante a Instalação de Painéis*

Em grandes projetos de usinas fotovoltaicas, a instalação envolve operações de montagem altamente repetitivas:

- Crimpagem de conectores MC4: cada conector MC4 exige três operações manuais com a ferramenta de crimpar posicionamento, crimpagem e inspeção visual — repetidas centenas de vezes por dia em projetos de grande porte, com aplicação de força manual considerável. A repetição excessiva pode causar tenossinovite nos tendões flexores dos dedos e no punho;
- Aperto de parafusos com chave torque: a verificação de torque em estruturas metálicas envolve movimentos de rotação do punho com carga, especialmente nas posições elevadas das estruturas;
- Fixação de módulos nos trilhos: encaixe de grampos de fixação e aperto de parafusos com parafusadeira de impacto, repetido para cada módulo.

A combinação entre movimentos repetitivos, aplicação de força e posturas inadequadas aumenta significativamente o risco de desenvolvimento de DORT, nos membros superiores. Entre os problemas mais comuns destacam-se a síndrome do túnel do carpo, a epicondilite lateral, conhecida como “cotovelo de tenista” e a bursite no ombro.

2.4.5 Riscos de Incêndio

Os riscos de incêndio em usinas fotovoltaicas são particularmente insidiosos por dois motivos: a origem elétrica (CC) dificulta a extinção convencional, e o circuito gerador de energia permanece ativo mesmo durante o incêndio, expondo bombeiros e brigadistas a risco de choque elétrico simultaneamente ao risco de incêndio (BRITO et al., 2023). A Figura 11 registra uma ocorrência real de incêndio em sistema fotovoltaico atendida pelo Corpo de Bombeiros Militar de Mato Grosso do Sul (CORPO DE BOMBEIROS MILITAR DE MATO GROSSO DO SUL, 2023).

Figura 11 – Incêndio em sistema de energia solar fotovoltaica: módulos destruídos no telhado (esq.) e cabeamento e inversor carbonizados (dir.)



Fonte: Corpo de Bombeiros Militar de Mato Grosso do Sul (2023).

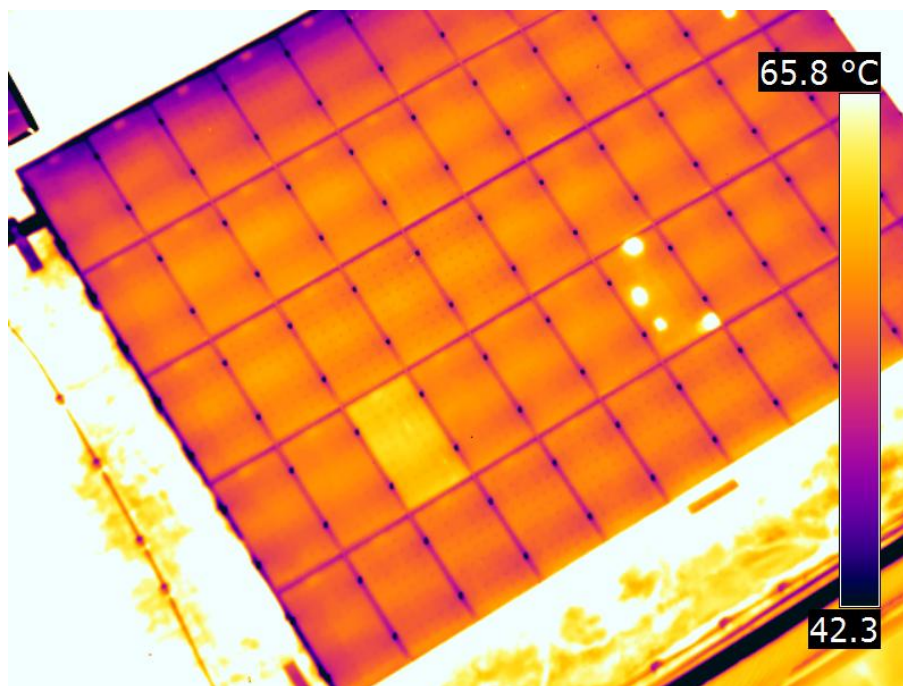
2.4.5.1 Arco Elétrico e Hotspots em Módulos Fotovoltaicos

O *hotspot* (ponto quente) em módulo fotovoltaico ocorre quando uma ou mais células operam em condição de polarização reversa dissipando energia na forma de calor em vez de gerá-la. As temperaturas localizadas em células em hotspot podem superar 150°C, suficiente para inflamar o material do backsheet do módulo, que é tipicamente composto por polímeros como poliéster (PET) e polifluoreto de vinila (PVF), ambos combustíveis (BRITO et al., 2023).

Uma vez iniciado o incêndio em um módulo fotovoltaico, o circuito CC permanece energizado (os demais módulos da string continuam gerando tensão), impedindo a abordagem segura por bombeiros com água diretamente nos módulos. O arco elétrico em CC, causado por mau contato em conectores, cabos degradados ou componentes de proteção falhos, pode atingir temperaturas superiores a 3.000°C e inflamar materiais ao redor em frações de segundo, sem nenhum sinal prévio detectável por inspeção visual (BRITO et al., 2023). A inspeção

termográfica por drone é uma das principais técnicas utilizadas para identificar essas anomalias sem interrupção da geração, conforme ilustrado na Figura 12.

Figura 12 – Inspeção termográfica de módulo fotovoltaico com identificação de pontos quentes (*hot spots*)



Fonte: iFell (2025).

2.4.5.2 Falhas em Inversores e String Boxes

Os inversores e as *string boxes* são equipamentos que concentram grandes correntes elétricas em volumes relativamente pequenos e em ambientes sujeitos às variações de temperatura do campo fotovoltaico. As principais causas de incêndio relacionadas a esses equipamentos incluem a falha de isolamento em capacitores eletrolíticos, já que os capacitores do barramento CC dos inversores podem extravasar eletrólito corrosivo e inflamável ao falhar, especialmente quando operando acima da temperatura especificada; o aquecimento de conectores MC4 mal instalados, pois, como descrito anteriormente, a resistência de contato elevada em conectores com crimpagem inadequada causa aquecimento localizado que pode carbonizar a carcaça do conector e inflamar materiais adjacentes; e o arco elétrico em caixas combinadoras, decorrente da abertura de seccionadores CC sob carga ou da presença de contatos oxidados nas barras de distribuição das string boxes, que pode gerar arcos elétricos prolongados (BRITO et al., 2023).

Do ponto de vista da segurança ocupacional, os incêndios em inversores e string boxes representam um risco elevado para os trabalhadores, principalmente porque esses equipamentos geralmente estão instalados em áreas de acesso restrito, salas técnicas e ambientes fechados. Nessas situações, além do risco elétrico e das altas temperaturas, os profissionais podem ficar expostos à fumaça tóxica e aos gases liberados pela queima de componentes plásticos durante o incêndio.

2.4.6 Classificação dos Riscos por Gravidade e Natureza

O Quadro 2 apresenta a síntese dos riscos identificados, classificados por natureza, principais causas, gravidade potencial e norma aplicável.

Quadro 2 – Classificação dos Riscos Ocupacionais em Usinas Fotovoltaicas

Natureza do Risco	Principais Causas / Cenários	Gravidade Potencial	Norma Principal
Elétrico (choque CC)	Contato com barramento CC, conector MC4, cabo danificado	Alta	NR-10, NBR 16690
Elétrico (arco)	Abertura de string box sob carga, conector com falha	Crítica	NR-10, NBR 16690
Queda em altura	Trabalho em telhado, estrutura de tracker, andaime	Alta	NR-35
Físico (calor/UV)	Exposição prolongada ao sol no campo fotovoltaico	Média a Alta	NR-15
Físico (ruído)	Esmerilhadeiras, parafusadeiras de impacto	Média	NR-15
Ergonômico	Levantamento de módulos, posturas em telhado inclinado	Média	NR-17
Ergonômico (repetitivo)	Crimpagem de MC4, aperto de parafusos	Média	NR-17
Incêndio (hotspot)	Hotspot em módulo, backsheet inflamável, CC ativo	Crítica	NR-10, NBR 16690
Incêndio (inversor)	Falha de capacitor, arco em string box	Alta	NR-10

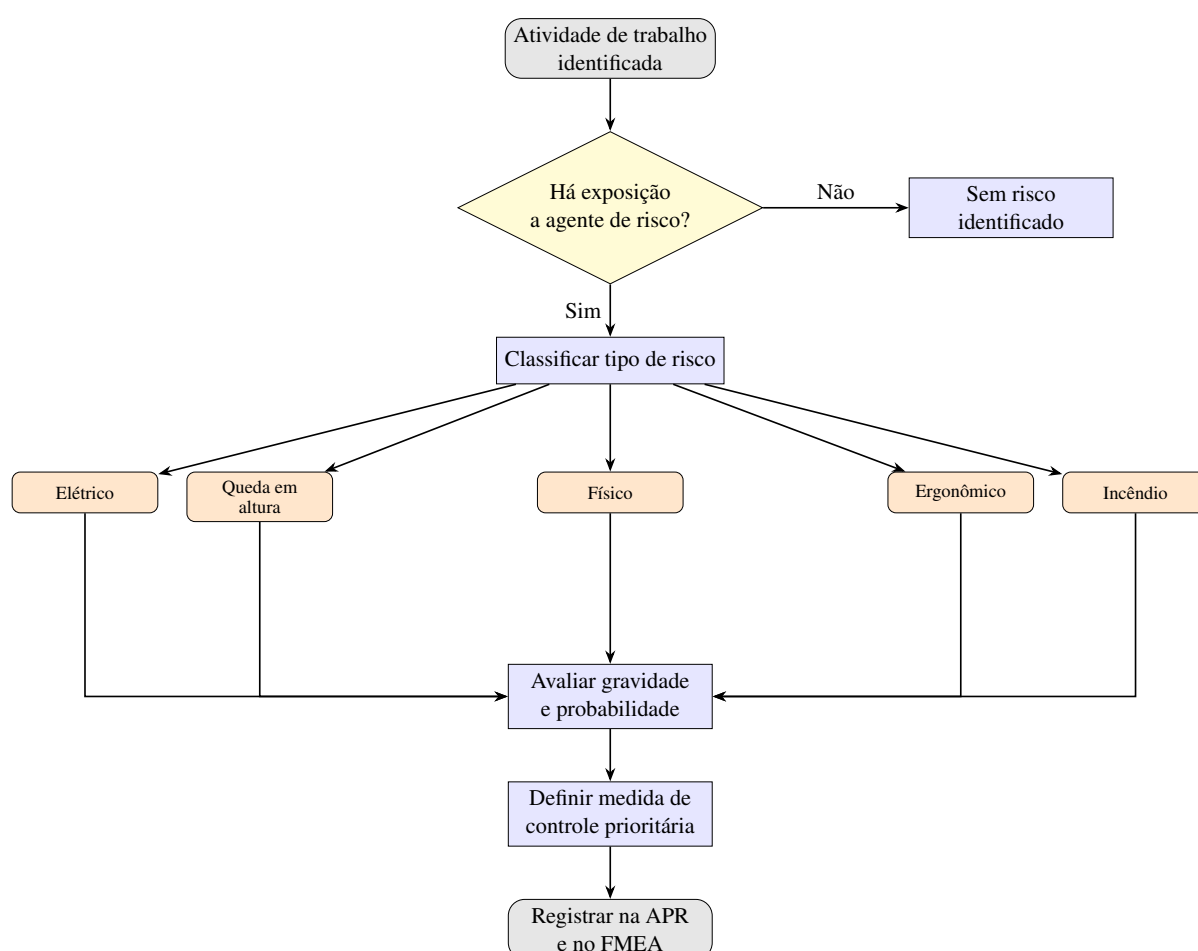
Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

A leitura do Quadro 2 evidencia que as maiores gravidades potenciais, classificadas como Crítica, concentram-se nos riscos elétricos por arco em corrente contínua e nos incêndios por hotspot em módulos, ambos associados à impossibilidade de desenergização completa do circuito CC. Os riscos de choque elétrico, de queda em altura e de incêndio por falha em inversores

aparecem em seguida, com gravidade Alta, enquanto os riscos físicos e ergonômicos apresentam gravidade Média a Alta ou Média, refletindo sua natureza mais cumulativa do que súbita. Quanto ao marco normativo, a NR-10 e a NBR 16690 aparecem associadas à maioria dos cenários de maior gravidade (elétricos e de incêndio), enquanto a NR-35 rege os riscos de queda e a NR-15 e a NR-17 regem, respectivamente, os riscos físicos e ergonômicos. Esse padrão revela que o perfil de risco das atividades fotovoltaicas em cobertura é dominado pelos circuitos em corrente contínua, o que reforça a centralidade da NR-10 e da NBR 16690 na prevenção dos acidentes mais graves do setor.

O fluxograma a seguir (Figura 13) ilustra o processo de identificação e classificação dos riscos ocupacionais nas etapas de instalação, operação e manutenção de UFVs.

Figura 13 – Fluxograma de Identificação e Classificação de Riscos Ocupacionais em UFVs



Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

O fluxograma da Figura 13 tem por objetivo orientar a tomada de decisão sistemática sobre a natureza e a criticidade de cada risco identificado nas atividades de instalação, operação e manutenção de UFVs. Sua lógica parte da verificação da presença de um agente de risco na

atividade avaliada; confirmada essa presença, o risco é classificado em uma das cinco naturezas apresentadas neste capítulo (elétrico, queda em altura, físico, ergonômico e incêndio), para então ser submetido à avaliação de gravidade e probabilidade, à definição da medida de controle prioritária e, por fim, ao registro na APR e na FMEA. Essa estrutura de identificação, avaliação e tratamento contínuo dos riscos está alinhada aos princípios da ABNT NBR ISO 31000:2018 (ABNT, 2018a) e ao processo de Gerenciamento de Riscos Ocupacionais instituído pela NR-1 (BRASIL, 2024).

3 METODOLOGIA

Este trabalho é uma pesquisa de natureza aplicada, com abordagem qualitativa e quantitativa (mista) e caráter exploratório-descritivo. [COMPLETAR REFERÊNCIAS: inserir aqui citação de autor de metodologia científica — ex.: GIL (2002) ou PRODANOV; FREITAS (2013) — e adicionar à lista de referências.] Para sua realização, foram empregadas pesquisa bibliográfica e a aplicação das metodologias APR e FMEA para análise e priorização dos riscos ocupacionais.

A parte qualitativa do trabalho envolveu a descrição dos riscos identificados, a análise do marco normativo e a elaboração das APRs. Já a parte quantitativa consistiu no cálculo dos Números de Prioridade de Risco (NPR) e na construção da Matriz de Risco. Essa combinação foi necessária para tratar os riscos tanto do ponto de vista descritivo quanto da sua priorização para definição das medidas de controle (ABNT, 2018a).

3.1 Levantamento Bibliográfico

A pesquisa bibliográfica abrangeu artigos científicos publicados em periódicos nacionais e internacionais, normas técnicas da ABNT e de organismos como IEC e IRENA, documentos de entidades do setor e trabalhos acadêmicos de universidades brasileiras. Na busca, foram utilizados termos em português e inglês relacionados à segurança ocupacional no setor fotovoltaico.

O período de referência adotado foi de 2015 a 2026, com exceção de obras de referência como Villalva e Gazoli (2015) e Pinho e Galdino (2014), incluídas pela sua relevância conceitual.

Foram priorizados artigos revisados por pares, documentos normativos da ABNT, IEC e IRENA, publicações de entidades como ABSOLAR, EPE e ANEEL, além de trabalhos acadêmicos de universidades públicas brasileiras. Trabalhos voltados exclusivamente ao desempenho de equipamentos, sem abordagem de segurança ocupacional, e publicações sem acesso ao texto completo foram descartados.

3.2 Procedimentos de Análise

O trabalho foi desenvolvido em quatro etapas sequenciais:

Etapla 1 – Revisão da Literatura e Levantamento Normativo: foram levantados e analisados os trabalhos sobre riscos ocupacionais no setor fotovoltaico, e identificadas as normas regulamentadoras aplicáveis, com destaque para NR-10, NR-35, ABNT NBR 16690, ABNT NBR ISO 31000 e ABNT NBR ISO 45001.

Etapa 2 – Identificação dos Riscos Ocupacionais: os riscos encontrados na literatura foram organizados por tipo (elétrico, queda em altura, físico, ergonômico e incêndio), com atenção às condições específicas do Nordeste brasileiro e do estado de Alagoas.

Etapa 3 – Aplicação da APR e da FMEA: foram elaboradas as Análises Preliminares de Riscos para as principais atividades de instalação e manutenção de UFVs, e a metodologia FMEA foi adaptada com escala de Severidade orientada para consequências ao trabalhador. Para cada situação de risco, as pontuações de Ocorrência (O), Severidade (S) e Detecção (D) foram definidas com base na literatura e nas escalas apresentadas na Seção 3.3.2, e o NPR correspondente foi calculado.

Etapa 4 – Proposta de Protocolos de Gerenciamento: a partir dos resultados da FMEA e das diretrizes da ISO 31000, foram elaborados protocolos de controle para os riscos mais críticos, com base nas boas práticas identificadas na literatura nacional e internacional.

3.3 Ferramentas de Análise de Segurança do Trabalho

3.3.1 Análise Preliminar de Riscos (APR)

A Análise Preliminar de Riscos (APR) é uma ferramenta de segurança utilizada para identificar previamente os perigos, situações de risco e possíveis falhas presentes em uma atividade ou sistema, antes do início das operações. Seu principal objetivo é contribuir para a prevenção de acidentes e auxiliar na definição das medidas de controle mais adequadas. Por esse motivo, a APR é considerada uma das primeiras etapas do processo de gestão de riscos e deve ser aplicada antes da execução de atividades com maior potencial de perigo (ABNT, 2018a).

A APR classifica os riscos em quatro categorias, considerando a gravidade das consequências e a probabilidade de ocorrência dos eventos:

- Categoria I – Desprezível: a falha não resulta em lesão ou dano significativo; sem impacto operacional;
- Categoria II – Marginal: pode causar lesão leve ou dano menor; controlável com medidas de rotina;
- Categoria III – Crítico: pode causar lesão grave ou perda significativa; requer ação de mitigação imediata;
- Categoria IV – Catastrófico: pode causar morte ou incapacidade permanente; requer mudança no projeto ou processo.

O Quadro 3 apresenta a matriz de risco da APR, cruzando a severidade das consequências com a probabilidade de ocorrência de cada perigo identificado.

Quadro 3 – Matriz de risco da APR: severidade das consequências versus probabilidade de ocorrência

Severidade	Remota	Ocasional	Provável	Frequente
I – Desprezível	Aceitável	Aceitável	Aceitável	Atenção
II – Marginal	Aceitável	Atenção	Atenção	Indesejável
III – Crítico	Atenção	Indesejável	Indesejável	Inaceitável
IV – Catastrófico	Indesejável	Inaceitável	Inaceitável	Inaceitável

Fonte: Elaborado pelo autor com base na metodologia APR, 2026.

3.3.2 Análise do Modo e Efeito de Falha (FMEA)

A Análise dos Modos de Falha e seus Efeitos (FMEA, do inglês Failure Mode and Effects Analysis) é uma metodologia quantitativa desenvolvida inicialmente pela indústria aeronáutica e amplamente utilizada na avaliação da confiabilidade de equipamentos e na análise de riscos relacionados à segurança do trabalho (STAMATIS, 2003). Neste trabalho, a FMEA foi adaptada para priorizar os impactos e consequências aos trabalhadores, em vez de considerar apenas as perdas de geração de energia, abordagem já validada em estudos de segurança ocupacional em setores industriais (ÇIÇEK; ÇELİK, 2013) e aplicada ao setor fotovoltaico por Silva et al. (2025).

A FMEA estrutura-se em três critérios de avaliação, cada um pontuado em escala de 1 a 10:

- Ocorrência (O): frequência com que a situação de risco pode se concretizar;
- Severidade (S): gravidade da consequência para o trabalhador;
- Detecção (D): capacidade dos controles atuais de detectar o risco antes que cause dano.

O Número de Prioridade de Risco (NPR) é calculado pelo produto:

$$NPR = O \times S \times D \quad (1)$$

O NPR varia de 1 a 1.000. Situações com NPR acima de 200 são priorizadas para ações imediatas; entre 100 e 200, para ações programadas; abaixo de 100, monitoramento contínuo.

As escalas de pontuação adotadas, com foco nas consequências ao trabalhador, são apresentadas nas Tabelas 1, 2 e 3.

Tabela 1 – Escala de Ocorrência (O)

Pontuação	Descrição	Frequência estimada
1–2	Remota	Menos de 1 ocorrência a cada 10 anos
3–4	Baixa	1 ocorrência a cada 5 a 10 anos
5–6	Moderada	1 ocorrência a cada 1 a 5 anos
7–8	Alta	1 ocorrência por ano
9–10	Muito Alta	Mais de 1 ocorrência por ano

Fonte: Elaborado pelo autor, adaptado de Silva et al. (2025).

Tabela 2 – Escala de Severidade (S) – Consequências ao Trabalhador

Pontuação	Descrição	Consequência para o trabalhador
1–2	Mínima	Desconforto leve, sem necessidade de atendimento médico
3–4	Baixa	Lesão leve; primeiros socorros; sem afastamento
5–6	Moderada	Lesão com necessidade de atendimento médico; afastamento <15 dias
7–8	Alta	Lesão grave; afastamento prolongado ou incapacidade parcial permanente
9–10	Crítica	Incapacidade permanente total ou óbito

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Tabela 3 – Escala de Detecção (D)

Pontuação	Descrição	Capacidade de detecção
1–2	Alta	Dispositivo de proteção automático (AFCI, DR, relé)
3–4	Moderada	Detectável em inspeção visual ou por instrumento antes da exposição
5–6	Baixa	Requer procedimento específico de verificação antes de cada tarefa
7–8	Muito Baixa	Difícil detecção; identificado apenas após incidente
9–10	Nula	Risco oculto; indetectável sem intervenção especializada

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

3.4 Adaptação das Escalas FMEA para Segurança do Trabalho

A metodologia FMEA foi originalmente desenvolvida para análise de confiabilidade de equipamentos, com a escala de Severidade focada em perdas de desempenho ou danos a sistemas.

Neste trabalho, a escala de Severidade foi reorientada para as consequências ao trabalhador, conforme a abordagem proposta por Silva et al. (2025) e corroborada por Neto (2024).

Na prática, isso significa que situações que teriam Severidade 3–4 (“baixa perda de geração”) passam a ter Severidade 9–10 (“incapacidade permanente ou óbito”) quando se consideram as consequências para o trabalhador que realiza a manutenção do sistema defeituoso. Um conector MC4 com resistência de contato elevada, por exemplo, pode representar apenas uma perda de geração de 1% a 2% (Severidade 2 na FMEA de equipamento), mas representa risco real de arco elétrico e incêndio para o técnico que o manipula (Severidade 10 na FMEA de segurança do trabalhador). Essa adaptação segue as orientações de Stamatis (2003) para a aplicação de FMEA em contextos de segurança ocupacional, e está alinhada ao referencial normativo da ABNT NBR ISO 31000 (ABNT, 2018a).

3.5 Limitações do Estudo

Cabe apontar algumas limitações que devem ser consideradas na interpretação dos resultados:

1. Base de dados bibliográfica: a análise FMEA foi construída a partir de dados da literatura e de normas técnicas, sem coleta de dados primários em usinas fotovoltaicas específicas. As pontuações de Ocorrência foram estimadas com base em frequências relatadas em artigos científicos, o que introduz incerteza não quantificável;
2. Ausência de entrevistas com trabalhadores: o estudo não incluiu entrevistas ou questionários com instaladores e técnicos de manutenção do setor solar alagoano, o que poderia trazer à tona riscos não documentados na literatura formal;
3. Subnotificação de acidentes no setor solar brasileiro: os dados disponíveis sobre acidentes de trabalho no setor fotovoltaico são fragmentados, pois as categorias do sistema MTE/CNAE não têm código específico para o setor solar. Os acidentes acabam sendo registrados nos códigos de construção civil (CNAE F) ou de instalações elétricas (CNAE 43.21-5), o que impede o isolamento preciso das estatísticas do setor;
4. Escopo geográfico: embora o trabalho faça referências ao contexto alagoano e nordestino, as recomendações de gestão de riscos têm caráter geral e podem precisar de adaptações para outros contextos climáticos, como as regiões mais frias do Sul do Brasil, onde o perfil de risco em relação à exposição térmica é bem diferente.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados da aplicação das metodologias de análise de segurança do trabalho (APR e FMEA) às atividades do setor fotovoltaico, seguidos da proposta de gerenciamento de riscos fundamentada na ABNT NBR ISO 31000 e da discussão dos riscos de maior criticidade identificados no estudo, com as respectivas medidas de mitigação e protocolos de operação e manutenção.

4.1 Análise de Segurança do Trabalho

A análise de segurança do trabalho envolve a utilização de métodos e ferramentas que auxiliam na identificação, avaliação e priorização dos riscos ocupacionais presentes nas atividades desenvolvidas em usinas fotovoltaicas (ABNT, 2018a; STAMATIS, 2003). Esse processo é fundamental para apoiar a definição de medidas preventivas e estratégias de controle capazes de reduzir acidentes e garantir maior segurança aos trabalhadores.

Nesta seção, são apresentados os resultados da Análise Preliminar de Riscos (APR) e da Análise dos Modos e Efeitos de Falha (FMEA) aplicadas às principais atividades do setor fotovoltaico. Além disso, também são abordados os Equipamentos de Proteção Individual (EPIs), os Equipamentos de Proteção Coletiva (EPCs), os requisitos de capacitação profissional e as principais diferenças observadas entre as exigências das normas regulamentadoras e a realidade encontrada nas atividades do setor.

4.1.1 Resultados da Análise Preliminar de Riscos

O Quadro 4 apresenta a APR para a atividade de instalação de módulos fotovoltaicos em cobertura, e o Quadro 5 apresenta a APR para manutenção de inversores em UFV, elaboradas com base na matriz de risco e nas categorias de gravidade descritas na Seção 3.3.1.

Quadro 4 – Análise Preliminar de Riscos – Instalação de Módulos Fotovoltaicos em Cobertura

Fase da Atividade	Perigo	Causa	Efeito / Consequência	Cat.	Medidas de Controle
Acesso à cobertura	Queda de altura	Superfície escorregadia, ausência de EPI	Traumatismo grave, óbito	IV	NR-35: cinto paraquedista, linha de vida, APR
Montagem de estruturas	Queda de ferramenta	Fixação inadequada de ferramentas	Traumatismo em terceiros	III	Cordas de segurança nas ferramentas; isolamento da área
Transporte de módulos	LER / lesão lombar	Peso excessivo; postura inadequada	Afastamento por DORT	III	Levantamento a dois; uso de auxílio mecânico
Conexão de módulos	Choque elétrico CC	Contato com conector MC4 ou cabo	Choque elétrico, queimadura	IV	Luvras dielétricas; ferramentas isoladas; mín. 2 trabalhadores
Trabalho em calor	Insolação / exaustão	Exposição ao sol sem proteção	Desmaio, crise hipertérmica	III	Intervalo de descanso; hidratação; protetor solar; chapéu
Limpeza de módulos	Choque + queda	Água + superfície molhada + altura	Choque elétrico, queda	IV	Desenergização parcial; EPI completo; cobertura opaca

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Quadro 5 – Análise Preliminar de Riscos – Manutenção de Inversores em UFV

Fase da Atividade	Perigo	Causa	Efeito / Consequência	Cat.	Medidas de Controle
Abertura do gabinete	Choque elétrico CA	Contato com barramento CA	Choque, parada cardíaca	IV	Lockout/tagout CA; verificar ausência de tensão
Abertura do gabinete	Choque elétrico CC	Módulos iluminados; CC ativo	Choque, queimadura	IV	Encobrimento de módulos; EPI dielétrico; mín. 2 técnicos
Substituição de capacitores	Descarga residual	Capacitor carregado após desligamento	Choque elétrico grave	IV	Aguardar tempo de descarga (min. 5 min.); verificar com voltímetro
Limpeza de filtros	Partículas e poeira	Remoção de filtro sem proteção	Irritação ocular / respiratória	II	Óculos de proteção; máscara PFF2
Medição com multímetro	Arco elétrico	Pontas de prova em curto-circuito	Queimadura, dano ao equipamento	III	Multímetro CAT III; pontas de prova isoladas; EPI arco
Trabalho em calor (sala de inversores)	Hipertermia	Temperatura interna elevada da sala	Exaustão térmica	II	Ventilação adequada; hidratação; pausas periódicas

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

4.1.2 Resultados da FMEA de Segurança do Trabalho

A revisão bibliográfica e a análise das atividades em usinas fotovoltaicas permitiram identificar os principais riscos ocupacionais relacionados à instalação, operação e manutenção dos sistemas. Esses riscos foram avaliados pelos critérios de ocorrência, severidade e detecção, resultando no Número de Prioridade de Risco (NPR) apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – FMEA de Segurança do Trabalho em Usinas Fotovoltaicas

Atividade	Situação de Risco	Efeito no Trabalhador	O	S	D	NPR	Prior.
Manutenção CC	Contato com barramento CC (string box aberta)	Choque elétrico, fibrilação ventricular	5	10	7	350	Crítica
Instalação de módulos	Queda de módulo em cobertura inclinada	Trauma grave, óbito	4	10	6	240	Alta
Trabalho em cobertura	Queda do trabalhador sem EPI de altura	Trauma grave, óbito	5	10	5	250	Alta
Insp. termográfica	Arco elétrico ao abrir string box	Queimadura / flash de arco	4	9	8	288	Alta
Manutenção MC4	Conector MC4 com mau encaixe (arco retardado)	Queimadura, incêndio, inalação	7	9	6	378	Crítica
Trabalho ao ar livre	Exposição prolongada ao sol no Nordeste	Insolação, dano renal, óbito	8	7	3	168	Média
Instalação de cabos	Lesão por esforço repetitivo (crimpagem MC4)	LER / tendinite de punho	9	4	4	144	Média
Transporte de módulos	Lesão lombar por levantamento inadequado	DORT; afastamento > 30 dias	7	6	4	168	Média
Manutenção de inversor	Capacitor não descarregado (choque residual)	Choque elétrico grave	4	9	8	288	Alta
Incêndio em módulo	Hotspot inflamação (combate com água)	Choque + queimadura para bombeiro/técnico	4	10	7	280	Alta
Limpeza de painéis	Trabalho em telhado molhado	Queda, choque elétrico	5	10	6	300	Crítica
Instalação estrutural	Ruído de esmerilhadeira sem protetor	Perda auditiva progressiva	8	5	5	200	Alta
Trabalho em telhado fibrocim.	Ruptura do telhado sob peso	Queda com trauma grave	4	10	6	240	Alta
Entrada em inversores	Inalação de gases / fumaça (inversor em chamas)	Intoxicação, queimadura respiratória	3	9	7	189	Média
Atividade em tracker	Queda de tracker em manutenção (>2 m)	Trauma grave	4	8	5	160	Média

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Os resultados da FMEA de segurança evidenciam que os riscos de maior criticidade ($\text{NPR} \geq 300$) no setor fotovoltaico são:

1. Falha em conectores MC4 com formação de arco retardado ($\text{NPR} = 378$): falhas na instalação e crimpagem inadequada podem provocar aquecimento e formação de arco elétrico, aumentando significativamente o risco de incêndios em usinas fotovoltaicas (BRITO et al., 2023).
2. Contato acidental com barramento CC em string box aberta ($\text{NPR} = 350$): durante manutenções, o contato acidental com partes energizadas pode causar choques elétricos graves ou fatais devido às altas tensões presentes no sistema (BRASIL, 2022).
3. Limpeza de painéis em telhado molhado ($\text{NPR} = 300$): a combinação entre água, trabalho em altura e circuitos energizados aumenta os riscos de quedas e choques elétricos durante a limpeza dos módulos (NETO, 2024).

Os riscos de alta prioridade (NPR entre 200 e 299) incluem situações como quedas em altura, rompimento de telhados, arco elétrico e choques por capacitores exigem medidas rápidas de controle, treinamentos e procedimentos de segurança mais rigorosos.

4.1.3 Equipamentos de Proteção Individual (EPIs) Aplicáveis ao Setor Fotovoltaico

De acordo com a NR-6, os Equipamentos de Proteção Individual (EPIs) são dispositivos de uso pessoal destinados à proteção dos trabalhadores contra riscos que possam comprometer sua segurança e saúde (MTE, 2001). É importante destacar que os EPIs representam a última medida na hierarquia de controle de riscos, devendo ser utilizados quando as medidas de proteção coletiva, de engenharia e administrativas não forem suficientes ou viáveis para eliminar ou reduzir os riscos a níveis aceitáveis (BRASIL, 2022).

O Quadro 6 apresenta os principais EPIs utilizados nas atividades do setor fotovoltaico, organizados conforme os diferentes tipos de risco ocupacional.

4.1.4 Equipamentos de Proteção Coletiva (EPCs)

Os Equipamentos de Proteção Coletiva (EPCs) correspondem às medidas de segurança aplicadas diretamente no ambiente de trabalho, com o objetivo de proteger todos os trabalhadores presentes na área, independentemente de ações individuais. Conforme a hierarquia de controles definida pela ABNT NBR ISO 45001 (ABNT, 2018b) e reforçada pelas NR-10 e NR-35, os EPCs devem ter prioridade em relação ao uso dos EPIs (BRASIL, 2023).

Quadro 6 – EPIs Aplicáveis ao Setor Fotovoltaico por Tipo de Risco

Tipo de Risco	EPI Indicado	Especificação / Norma
Elétrico (CC)	Luas de borracha isolante classe 00 (500 V) ou classe 0 (1.000 V)	ABNT NBR 10622; CA obrigatório
Elétrico (CC)	Calçado de segurança dielétrico	ABNT NBR ISO 20345; sem partes metálicas
Elétrico (arco)	Óculos de proteção para arco elétrico (facelete arco)	NFPA 70E; Cat. 1 para <4 cal/cm ²
Elétrico (CA + CC)	Capacete de segurança com jugular (classe B)	ABNT NBR 8221; classe B: até 20.000 V
Queda em altura	Cinto de segurança tipo para-quedista (corpo inteiro)	ABNT NBR 15834; CA obrigatório
Queda em altura	Talabarte Y com absorvedor de energia	ABNT NBR 15836; CA obrigatório
Queda em altura	Trava-queda deslizante para linha de vida	ABNT NBR 15899; CA obrigatório
Físico (UV / calor)	Protetor solar FPS 50+ (uso no rosto, pescoço, braços)	— (higiene pessoal)
Físico (UV)	Camiseta com manga longa fator UV 50+	—
Físico (UV / calor)	Chapéu de abas largas ou capacete com protetor de nuca	—
Físico (ruído)	Protetor auditivo tipo concha ou plug (NRRsf $\geq$ 15 dB)	ABNT NBR 10622
Ergonômico	Cinto lombar para atividades de levantamento	— (indicação médica)
Ergonômico	Joelheiras para trabalho agachado (roteamento de cabos)	—
Químico (poeira/fumaça)	Máscara de proteção respiratória PFF2 (N95)	ABNT NBR 13698

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Os principais EPCs aplicáveis ao setor fotovoltaico incluem:

Para riscos elétricos:

- Aterramento temporário dos módulos fotovoltaicos durante trabalho nos circuitos CC, utilizando cabos de aterramento temporário dimensionados para a corrente de curto-circuito das *strings*;
- Dispositivos de bloqueio e etiquetagem (*lockout/tagout*) nos seccionadores CC das *string boxes* e nos disjuntores CA dos inversores, com cadeados individuais por trabalhador;

- Detectores de arco elétrico em CC (AFCI – *Arc Fault Circuit Interrupter*) instalados nos inversores ou nas *string boxes*, capazes de detectar a assinatura elétrica do arco antes que cause dano a equipamentos ou trabalhadores (BRITO et al., 2023);
- Cobertura opaca temporária dos módulos fotovoltaicos com lonas de material opaco, reduzindo significativamente a geração CC durante intervenções de alta criticidade.

Para riscos de queda:

- Guarda-corpos e rodapés fixos nas bordas de coberturas, conforme ABNT NBR 14718 (ABNT, 2008);
- Andaimés tubulares ou em quadro com piso completo e guarda-corpo;
- Plataformas elevatórias articuladas (lança ou tesoura) para acesso a estruturas de solo elevadas;
- Redes de proteção instaladas abaixo do plano de trabalho em atividades sobre lajes ou áreas sem proteção perimetral.

Para riscos físicos (calor):

- Tendas ou coberturas temporárias nas áreas de descanso e de preparo de materiais;
- Fornecimento de água potável fresca (*in loco*) com frequência mínima de uma vez por hora para trabalhadores em campo durante dias quentes;
- Interrupção das atividades externas nos horários de pico de calor (11h–14h nos meses de verão em Alagoas), quando o IBUTG superar os limites da NR-15, Anexo 3.

4.1.5 Treinamento e Capacitação dos Trabalhadores

O treinamento e a capacitação dos trabalhadores são fatores essenciais para garantir a segurança no setor fotovoltaico. A falta de qualificação adequada é apontada como uma das principais causas do aumento de acidentes observado com a expansão do setor no Brasil (NETO, 2024). Nesse contexto, as principais normas e exigências de treinamento aplicáveis são:

NR-10 (Segurança em Eletricidade):

- Trabalhador qualificado para atividades em baixa tensão: treinamento de 40 horas com conteúdo definido pela NR-10, incluindo riscos elétricos, medidas de controle, primeiros

socorros em acidentes elétricos e especificidades dos sistemas fotovoltaicos (BRASIL, 2022);

- Trabalhador habilitado em SEP (para sistemas CC acima de 50 V ou CA em MT/AT): treinamento adicional de 40 horas;
- Atualização obrigatória a cada dois anos.

NR-35 (Trabalho em Altura):

- Treinamento inicial mínimo de 8 horas, realizado antes do início das atividades em altura, com conteúdo teórico e prático (BRASIL, 2023);
- Treinamento periódico (reciclagem) a cada dois anos, mínimo de 8 horas;
- Trabalhadores com condições de saúde que contraindiquem trabalho em altura devem ser afastados dessa atividade (avaliação médica periódica).

ISO 45001 (Cláusulas 7.2 e 7.3):

- A organização deve determinar a competência necessária para os trabalhadores que afetam o desempenho de SSO, assegurar que esses trabalhadores sejam competentes e, onde aplicável, empreender ações para adquirir a competência necessária (ABNT, 2018b);
- Os trabalhadores devem estar cientes da política de SSO, dos riscos e perigos pertinentes às suas atividades e das consequências de não conformidades com os requisitos do sistema de gestão.

A ABSOLAR, em resposta ao crescimento acelerado do setor e ao aumento dos acidentes de trabalho, lançou o Programa de Qualidade ABSOLAR, que estabelece critérios de certificação de instaladores e integradores com base em competência técnica e conformidade com normas de segurança. A certificação de instaladores é apontada como um dos mecanismos mais eficazes para reduzir os riscos de acidente no setor, especialmente no segmento residencial e pequeno comércio, onde a fiscalização das NRs é menos frequente (LIMA et al., 2026).

4.1.6 Lacunas entre a Normatização e a Prática no Setor Solar

A análise das normas aplicáveis ao setor fotovoltaico evidencia a existência de diferenças importantes entre as exigências regulamentares e a realidade observada no dia a dia das atividades, principalmente em empresas de pequeno porte e entre instaladores autônomos (LIMA et al., 2026):

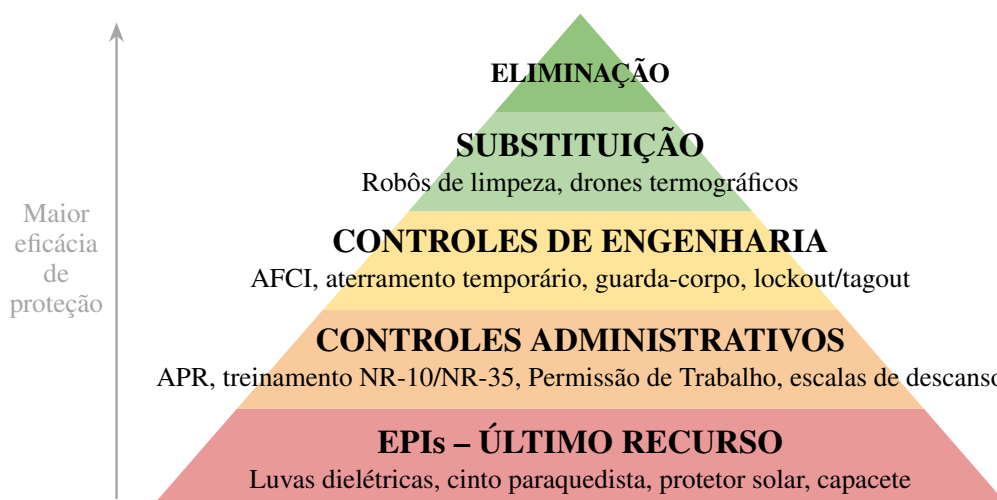
1. Ausência de NR específica para o setor solar: diferentemente de áreas como construção civil (NR-18), mineração (NR-21) e setor rural (NR-31), o setor fotovoltaico ainda não possui uma norma regulamentadora própria. A NR-10 foi desenvolvida para instalações elétricas convencionais e, mesmo após atualizações, ainda não aborda de forma suficientemente específica os riscos relacionados aos circuitos em corrente contínua (CC) dos sistemas fotovoltaicos;
2. Interpretação equivocada da NR-35 para instaladores de telhado: muitos instaladores alegam que as atividades em telhados possuem curta duração e, por isso, deixam de elaborar a APR obrigatória ou de utilizar os EPIs adequados para trabalho em altura. No entanto, a NR-35 determina que toda atividade realizada acima de 2 metros, com risco de queda, deve atender integralmente às exigências da norma;
3. Descumprimento do requisito de dupla capacitação: profissionais que atuam em sistemas fotovoltaicos precisam possuir capacitação em NR-10 e também em NR-35 quando houver trabalho em altura. Porém, na prática, ainda é comum encontrar trabalhadores sem as habilitações mínimas exigidas para execução das atividades (NETO, 2024);
4. Alta informalidade no setor: o crescimento acelerado do mercado solar atraiu muitos trabalhadores sem vínculo formal de emprego, dificultando o acesso a programas obrigatórios de segurança e saúde ocupacional, como SESMT, PGR, GRO e PCMSO. Com a atualização da NR-1 pela Portaria MTE n.º 1.419/2024, o antigo PPRA foi substituído pelo PGR e pelo GRO, que ampliam o escopo do gerenciamento de riscos ocupacionais para incluir fatores físicos, químicos, biológicos, ergonômicos e psicossociais (BRASIL, 2024). Essa realidade contribui para aumentar a vulnerabilidade e reduzir a proteção de grande parte da mão de obra do setor

O fluxograma a seguir (Figura 14) ilustra a hierarquia de controle dos riscos aplicada ao setor fotovoltaico, desde as medidas de eliminação dos perigos até a utilização dos Equipamentos de Proteção Individual (EPIs).

4.2 Gerenciamento de Riscos

O gerenciamento de riscos consiste em um processo organizado de identificação, análise e controle dos riscos, com o objetivo de reduzir a ocorrência de acidentes e minimizar seus impactos. No setor fotovoltaico, a adoção de um sistema estruturado de gestão de riscos é essencial para

Figura 14 – Hierarquia de Controles de Risco Aplicada ao Setor Fotovoltaico



Fonte: Elaborado pelo autor, adaptado de ABNT (2018b).

garantir a segurança dos trabalhadores e o cumprimento das normas regulamentadoras. Neste trabalho, a abordagem utilizada baseia-se na ABNT NBR ISO 31000:2018 (ABNT, 2018a), integrada aos requisitos de Segurança e Saúde Ocupacional da ABNT NBR ISO 45001:2018 (ABNT, 2018b).

4.2.1 Estrutura de Gestão de Riscos com Base na ABNT NBR ISO 31000

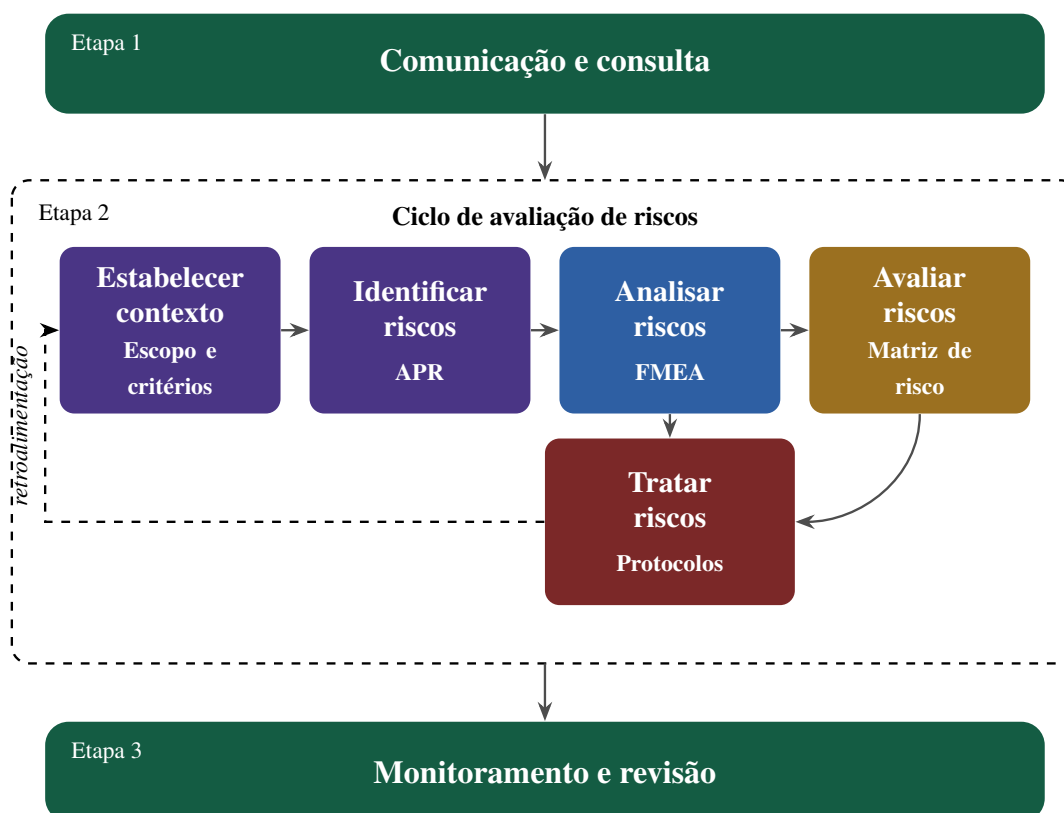
A ABNT NBR ISO 31000:2018 organiza a gestão de riscos em três pilares principais: princípios, estrutura e processo. Esses elementos orientam a identificação, análise, avaliação e controle dos riscos de forma organizada e contínua (ABNT, 2018a).

No setor fotovoltaico, a aplicação dessa norma contribui para fortalecer a segurança do trabalho por meio do comprometimento da empresa com ações de prevenção, investimentos em treinamentos, EPIs, EPCs e ferramentas de análise de riscos. Além disso, a gestão de riscos deve estar integrada às atividades da empresa, incluindo planejamento, execução e manutenção dos sistemas fotovoltaicos.

A norma também destaca a importância da avaliação periódica e da melhoria contínua, permitindo corrigir falhas, aprimorar os procedimentos de segurança e incorporar aprendizados obtidos a partir de incidentes e quase acidentes ocorridos nas operações.

O processo de gestão de riscos ISO 31000 é ilustrado na Figura 15, com adaptação para o contexto de segurança do trabalho em UFVs.

Figura 15 – Processo de Gestão de Riscos – ABNT NBR ISO 31000 Adaptado para UFVs



Fonte: Elaborado pelo autor, adaptado de ABNT (2018a).

4.2.2 Identificação, Análise e Avaliação de Riscos

No modelo apresentado, as ferramentas de identificação e análise de riscos são utilizadas de forma integrada, conforme descrito a seguir:

- A APR (Análise Preliminar de Riscos): utilizada para identificar os principais perigos presentes nas atividades de instalação e manutenção, analisando causas, consequências e medidas iniciais de prevenção;
- A FMEA (Análise dos Modos e Efeitos de Falha): aplicada para analisar e priorizar os riscos identificados, utilizando o cálculo do Número de Prioridade de Risco (NPR) para definir as ações de mitigação mais importantes;
- A Matriz de Risco: empregada para avaliar a criticidade dos riscos, relacionando a probabilidade de ocorrência com a gravidade das consequências, facilitando a visualização e o controle dos riscos ocupacionais;

4.2.3 Tratamento e Mitigação dos Riscos

De acordo com a ISO 31000, o tratamento dos riscos pode ocorrer por meio da eliminação da fonte de perigo, redução dos riscos com medidas de controle, transferência de responsabilidades ou aceitação do risco residual com monitoramento contínuo. No setor fotovoltaico, essas estratégias são fundamentais para reduzir acidentes, aumentar a segurança dos trabalhadores e garantir maior confiabilidade das operações.

Quadro 7 – Matriz de Risco – Probabilidade × Severidade e Correspondência com NPR

Probabilidade \ Sev.	Mín. (1–2)	Baixa (3–4)	Moder. (5–6)	Alta (7–8)	Crítica (9–10)
Muito Alta (9–10)	Médio	Alto	Alto	Crítico	Crítico
Alta (7–8)	Baixo	Médio	Alto	Crítico	Crítico
Moderada (5–6)	Baixo	Médio	Médio	Alto	Crítico
Baixa (3–4)	Baixo	Baixo	Médio	Médio	Alto
Remota (1–2)	Baixo	Baixo	Baixo	Médio	Médio

Legenda: ■ Crítico (NPR ≥ 300): ação imediata ■ Alto (NPR 200–299): ação em 30 dias ■ Médio (NPR 100–199): ação programada ■ Baixo (NPR < 100): monitoramento.

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Protocolo 1 – Trabalho em Circuitos CC Vivos (Risco Elétrico Crítico):

1. Emissão de Permissão de Trabalho (PT) assinada pelo responsável técnico e pelo trabalhador executor, com descrição da tarefa, riscos, medidas de controle e EPIs;
2. Regra dos dois trabalhadores: nenhuma intervenção em circuito CC deve ser realizada por um único trabalhador;
3. Cobertura opaca de todos os módulos fotovoltaicos nos circuitos a serem trabalhados, com verificação de que a tensão caiu abaixo de 50 V CC antes do início da intervenção;
4. Uso de ferramentas isoladas, luvas dielétricas classe 0 (até 1.000 V CC) e óculos de proteção;
5. Procedimento “test-before-touch”: verificação com multímetro CAT III antes de qualquer contato com os condutores ou bornes (BRASIL, 2022).

Protocolo 2 – Trabalho em Altura (Risco de Queda):

1. Elaboração de APR específica para a atividade antes do início, com assinatura de todos os envolvidos;
2. Inspeção dos EPIs e EPCs (ponto de ancoragem, cinto, talabarte, trava-queda) antes de cada uso;
3. Verificação da resistência da cobertura ao peso de trabalho;
4. Elaboração de plano de resgate para retirada do trabalhador em caso de queda com suspensão no cinto (síndrome de suspensão ortostática pode ser fatal em 15 a 30 minutos) (BRASIL, 2023);
5. Interrupção da atividade em caso de chuva, ventania (acima de 40 km/h) ou iluminação insuficiente.

Protocolo 3 – Gerenciamento de Exposição ao Calor (Nordeste Brasileiro):

1. Monitoramento do IBUTG no início de cada turno em dias com temperatura acima de 30°C;
2. Adoção do regime trabalho-descanso conforme NR-15, Anexo 3, para IBUTG entre 26,7°C e 28,0°C: máximo de 45 minutos de trabalho por hora; para IBUTG acima de 28,0°C, análise individual com ajuste do regime;
3. Fornecimento de água potável fresca a cada 20 minutos durante trabalho em campo nos meses mais quentes;
4. Identificação e capacitação da equipe para reconhecimento precoce de exaustão térmica e insolação;
5. Interrupção das atividades de maior esforço físico ao ar livre entre 11h e 14h nos dias mais quentes de verão em Alagoas (BEHRANI, 2023).

4.2.4 Monitoramento e Revisão dos Protocolos de Segurança

O monitoramento contínuo é fundamental para a gestão de riscos, pois permite avaliar se as medidas de segurança estão funcionando corretamente. Além disso, auxilia na identificação preventiva de falhas e situações que possam gerar acidentes (ABNT, 2018b).

Indicadores Reativos (*Lagging Indicators*):

- Taxa de Frequência de Acidentes com Afastamento (TFCA): número de acidentes com afastamento por milhão de horas trabalhadas;
- Taxa de Gravidade (TG): número de dias perdidos por afastamento por milhão de horas trabalhadas;
- Número de quase acidentes (*near misses*) reportados por período.

Indicadores Proativos (*Leading Indicators*):

- Taxa de conclusão de treinamentos NR-10 e NR-35 (trabalhadores habilitados / total que realiza atividades de risco);
- Taxa de conformidade nas inspeções de EPIs;
- Taxa de elaboração de APR (ordens de serviço com APR / total de ordens de risco elevado);
- Pontuação nas auditorias internas de segurança.

Gestão de Mudanças (MoC):

Qualquer alteração na configuração da UFV deve passar por nova avaliação de riscos para garantir a eficácia das medidas de segurança existentes.

Investigação de Incidentes:

Todos os acidentes e situações de risco devem ser registrados e analisados para identificar causas e aplicar ações corretivas, prevenindo novos ocorridos (ABNT, 2018b).

4.2.5 Boas Práticas de Segurança Adotadas no Setor Fotovoltaico

A literatura internacional e normas técnicas, como a IEC TS 62548 (IEC, 2023), destacam diversas boas práticas para aumentar a segurança e a eficiência nas usinas fotovoltaicas. Estudos recentes também reforçam a importância da manutenção preventiva, capacitação profissional e adoção de protocolos de segurança adaptados à realidade do setor fotovoltaico brasileiro (SHAFIRA; ABADI, 2025; BEHRANI, 2023; ALAM et al., 2015).

Encobrimento sistemático como protocolo padrão: empresas do setor utilizam lonas opacas para cobrir temporariamente os módulos fotovoltaicos durante intervenções nos circuitos em corrente contínua, aumentando a segurança dos trabalhadores e reduzindo riscos de acidentes e custos com seguros.

Kits de segurança padronizados: cada atividade em campo conta com kits específicos de EPIs, como proteção elétrica, trabalho em altura e exposição ao calor, diminuindo a chance de falta de equipamentos durante os serviços.

Programa de *Toolbox Talk*: pequenas reuniões realizadas no início da jornada são utilizadas para revisar os riscos das atividades do dia, reforçar procedimentos de segurança e compartilhar aprendizados sobre incidentes recentes, fortalecendo a cultura de prevenção (SHAFIRA; ABADI, 2025).

Adaptações para o contexto alagoano:

- Salinidade no litoral: a maresia acelera a corrosão de estruturas metálicas e componentes elétricos, tornando necessária a realização de inspeções periódicas e substituições preventivas.
- Ventos fortes: os ventos do litoral alagoano podem aumentar os riscos em trabalhos realizados em altura, sendo recomendada a interrupção das atividades quando a velocidade do vento ultrapassar 40 km/h.
- Exposição solar intensa: o alto índice de radiação UV em Alagoas exige o uso contínuo de protetor solar FPS 50+, roupas com proteção UV e ações de conscientização sobre câncer de pele nos programas de segurança do trabalho.

4.3 Discussão dos Resultados por Categoria de Risco

4.3.1 Riscos Elétricos e de Incêndio

A predominância dos riscos elétricos entre os maiores índices de NPR reforça que os circuitos em corrente contínua (CC) representam um dos principais desafios de segurança nas instalações fotovoltaicas. Diferentemente das instalações elétricas convencionais, o lado CC não pode ser totalmente desenergizado, tornando as intervenções mais perigosas e exigindo procedimentos específicos de segurança (BRASIL, 2022). Esse resultado é consistente com os achados de Shafira e Abadi (2025), que em sua revisão sobre saúde, segurança e ergonomia em usinas solares identificaram os riscos elétricos como a categoria de maior severidade potencial, especialmente em sistemas com tensão CC acima de 600 V.

Os resultados obtidos também confirmam estudos de Neto (2024), que relacionam grande parte dos acidentes graves à ausência de procedimentos adequados de bloqueio elétrico e à falta de capacitação em NR-10. Além disso, Lima et al. (2026) destacam que as limitações da aplicação da NR-10 ao contexto fotovoltaico ainda representam uma importante fonte de risco no

setor brasileiro. A pontuação NPR de 350 obtida para o contato com barramento CC corrobora os dados de Behrani (2023), que classificam o choque elétrico em CC como risco de severidade máxima em instalações solares, com agravante da dificuldade de detecção prévia em ambientes de campo.

Outro ponto crítico envolve os incêndios causados por conectores MC4 instalados incorretamente. Segundo Brito et al. (2023), além dos riscos aos trabalhadores, esses incêndios dificultam a atuação das equipes de combate, já que os módulos continuam gerando energia mesmo durante a ocorrência. O NPR de 378 atribuído a essa situação é o mais elevado da análise, resultado compatível com o estudo de Silva et al. (2025), que também identificaram falhas em conectores MC4 como o modo de falha de maior criticidade em usinas fotovoltaicas no Nordeste brasileiro.

4.3.2 Riscos de Queda em Altura

Os riscos de queda em altura estão entre os mais graves nas atividades em instalações fotovoltaicas, principalmente devido ao potencial de acidentes fatais em trabalhos realizados sobre telhados. No Nordeste, o uso frequente de coberturas de fibrocimento aumenta ainda mais esse risco, especialmente em estruturas antigas ou inadequadas para suportar o peso dos trabalhadores. Essa constatação é reforçada por Silveira et al. (2021), que identificaram a queda de altura como a principal causa de acidentes fatais em instalações fotovoltaicas residenciais no Brasil, destacando a fragilidade das coberturas de fibrocimento como fator agravante recorrente.

A análise também reforça a importância da NR-35 no setor fotovoltaico. Conforme destacado por Lima et al. (2026), a falta de aplicação da norma, muitas vezes justificada pela curta duração das atividades, representa uma falha significativa na segurança e amplia a exposição dos trabalhadores aos riscos de queda. Os NPRs obtidos para queda em cobertura (250) e ruptura de telhado de fibrocimento (240) estão alinhados com os achados de Alam et al. (2015), que em sua revisão internacional sobre segurança ocupacional em sistemas solares apontaram os riscos de queda como a segunda maior causa de incidentes graves no setor, atrás apenas dos riscos elétricos.

4.3.3 Medidas de Mitigação e Protocolos de O&M

Com base nos resultados da FMEA e nos protocolos de tratamento desenvolvidos na Seção 4.2.3, são propostas as seguintes medidas de mitigação organizadas por prioridade:

4.3.3.1 *Medidas de Prioridade Crítica ($NPR \geq 300$)*

Controle de conectores MC4: inspeção 100% dos conectores MC4 durante a instalação (verificação visual e de continuidade elétrica) e inspeção semestral em campo com medição de temperatura por câmera termográfica. Instalação de AFCI em todas as *string boxes* de usinas de grande porte.

Procedimento de trabalho em circuito CC: implementação do Protocolo 1 (Seção 4.2.3) para todas as intervenções em *string boxes* e circuitos CC, com Permissão de Trabalho, regra dos dois trabalhadores, encobrimento e verificação de tensão antes do toque.

Limpeza de painéis com protocolo de segurança: a limpeza de módulos em coberturas deve ser realizada com sistema de ancoragem ativo, com verificação de que o circuito CC não está em curto com a superfície molhada, preferencialmente nas horas de menor irradiância (início da manhã ou após o pôr do sol).

4.3.3.2 *Inspeção Termográfica e Manutenção de Módulos*

Recomenda-se realizar inspeções termográficas semestrais nos módulos fotovoltaicos, preferencialmente entre 10h e 14h, com o sistema operando próximo da carga máxima. Os defeitos devem ser classificados conforme a IEC 62446-3 (IEC, 2017), de acordo com os limiares para defeito leve (ΔT entre 10°C e 20°C), moderado (ΔT entre 20°C e 40°C) e grave (ΔT acima de 40°C).

4.3.3.3 *Manutenção Preventiva de Inversores*

Para os inversores, recomenda-se a realização periódica de limpeza, inspeção do sistema de ventilação e medições elétricas para garantir o bom funcionamento dos equipamentos. Também é importante substituir componentes desgastados preventivamente e respeitar o tempo de descarga dos capacitores antes de qualquer intervenção, aumentando a segurança durante a manutenção.

4.3.3.4 *Inspeção Estrutural*

A inspeção das estruturas deve ser realizada anualmente, verificando fixações, sinais de corrosão e o sistema de aterramento. Em regiões litorâneas de Alagoas, recomenda-se que essas inspeções ocorram a cada seis meses devido à ação da maresia.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho analisou os principais riscos ocupacionais presentes nas etapas de instalação, operação e manutenção de instalações fotovoltaicas, propondo medidas de prevenção e controle voltadas à segurança dos trabalhadores. A revisão da literatura e a aplicação das metodologias APR e FMEA permitiram identificar que os riscos elétricos, quedas em altura, exposição ao calor e riscos de incêndio estão entre os mais críticos do setor.

Os três cenários de maior criticidade identificados pela FMEA foram as falhas em conectores MC4 com formação de arco elétrico (NPR = 378), o contato acidental com barramento CC em string boxes (NPR = 350) e a limpeza de módulos em telhados molhados (NPR = 300). Esses resultados reforçam a necessidade de medidas preventivas rigorosas, inspeções frequentes e procedimentos específicos de segurança.

O estudo evidenciou que, apesar das normas regulamentadoras fornecerem uma base importante de proteção, ainda existem lacunas relacionadas às particularidades do setor fotovoltaico, especialmente no que diz respeito aos circuitos em corrente contínua. A ausência de uma norma regulamentadora específica para o setor solar dificulta a padronização das medidas de segurança. Além disso, as condições climáticas de Alagoas, com elevada incidência solar e altas temperaturas, intensificam a exposição dos trabalhadores e exigem protocolos adaptados à realidade regional.

Por fim, conclui-se que a gestão eficiente dos riscos ocupacionais é fundamental para garantir ambientes de trabalho mais seguros e fortalecer o crescimento sustentável da energia solar fotovoltaica no Brasil. A pesquisa apresenta limitações relacionadas à ausência de coleta de dados em campo, indicando a necessidade de futuras investigações para validação prática dos resultados.

5.1 Sugestões para Pesquisas Futuras

Com base no que foi desenvolvido e nas limitações identificadas, algumas possibilidades de pesquisa futura merecem atenção.

A primeira consiste em realizar levantamento epidemiológico de acidentes, incluindo entrevistas com instaladores e técnicos de manutenção no setor fotovoltaico do Nordeste brasileiro. Essa investigação permitiria a validação e o refinamento das pontuações FMEA propostas neste trabalho, que foram construídas a partir de dados da literatura e não de coleta primária em campo, superando assim uma das limitações apontadas neste estudo.

A segunda possibilidade é desenvolver e validar um checklist de segurança para atividades de instalação e manutenção de UFVs, adaptado ao contexto das micro e minigeradoras distribuídas e em linguagem acessível para instaladores sem formação técnica formal. Esse instrumento seria especialmente relevante diante do crescimento acelerado da força de trabalho do setor, que, como discutido neste trabalho, superou a oferta de treinamento técnico qualificado.

A terceira sugestão é avaliar o custo da não conformidade com a NR-10 e a NR-35 no setor solar, quantificando os custos diretos e indiretos, incluindo multas, indenizações, perda de produtividade e custos com tratamento de lesionados. Uma análise dessa natureza forneceria argumentos econômicos complementares aos argumentos de segurança já discutidos, reforçando a justificativa para a adoção das medidas de prevenção propostas.

A quarta linha de pesquisa proposta é investigar o impacto do estresse térmico na taxa de erros de instalação e manutenção de sistemas fotovoltaicos por trabalhadores em campo nas condições climáticas de Alagoas, visando ao dimensionamento adequado dos regimes de trabalho-descanso. Esse aprofundamento se justifica pelas condições de calor extremo características do estado, tratadas ao longo deste trabalho apenas sob a ótica dos limites normativos de exposição.

Por fim, propõe-se um estudo técnico-jurídico que subsidie a elaboração de uma norma regulamentadora específica para o setor fotovoltaico brasileiro, estabelecendo requisitos próprios para o circuito CC, o trabalho em coberturas e a proteção contra calor extremo. Essa sugestão decorre diretamente de uma das principais lacunas identificadas neste trabalho, a ausência de norma regulamentadora dedicada ao setor solar, que hoje depende da aplicação combinada de normas concebidas para outros contextos.

Espera-se que este trabalho possa servir como ponto de partida para melhorar a segurança dos trabalhadores em instalações fotovoltaicas, especialmente diante do crescimento acelerado do setor no Brasil e da ausência de normatização específica para as atividades mais críticas.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e Minigeração Distribuída**. Brasília, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em: 20 fev. 2026.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída: panorama atual**. Brasília, 2023. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 10 jan. 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Portal ANEEL**. Brasília, 2026. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br>>. Acesso em: 20 fev. 2026.
- ALAM, S.; KHAN, Z.; DOLA, J. The status of occupational safety during installation and maintenance of solar energy systems: a review. **Energy Procedia**, v. 79, p. 128–133, 2015.
- AMAZON.COM.BR. **Conector MC4 para Painel Solar – DMTI**. 2025. Amazon.com.br. Disponível em: <<https://www.amazon.com.br/DMTI-Conector-Painel-Solar-Energia/dp/B0CPMCRZVX>>. Acesso em: 24 maio 2026.
- ANEEL; ABSOLAR. **Infográfico – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil**. 2026. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 25 mai. 2026.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10520**: Informação e documentação: citações em documentos: apresentação. Rio de Janeiro, 2002. Acesso em: 15 abr. 2026.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro, 2004.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14718**: Guarda-corpos para edificação. Rio de Janeiro, 2008. Acesso em: 14 abr. 2026.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14724**: Informação e documentação: trabalhos acadêmicos: apresentação. Rio de Janeiro, 2011. Acesso em: 14 abr. 2026.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5419**: Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas. Rio de Janeiro, 2015.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR ISO 31000**: Gestão de riscos – diretrizes. Rio de Janeiro, 2018. Acesso em: 13 abr. 2026.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR ISO 45001**: Sistemas de gestão de saúde e segurança ocupacional – requisitos com orientação para uso. Rio de Janeiro, 2018. Acesso em: 13 abr. 2026.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16690**: Instalações elétricas de sistemas fotovoltaicos – requisitos mínimos. Rio de Janeiro, 2019.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16612**: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV CC entre condutores – requisitos de desempenho. Rio de Janeiro, 2020.

BARBOSA, L. d. O.; VIEIRA, R. G. **Análise de geração e perdas em uma usina fotovoltaica: identificação, impactos e estratégias de mitigação**. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação)) — Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró, 2024. Disponível em: <<https://repositorio.ufersa.edu.br/server/api/core/bitstreams/e7d0653c-09b3-49c5-890a-13c4e43fe5df/content>>. Acesso em: 19 maio 2026.

BEHRANI, P. Determination of occupational health and safety risks in solar energy. **KnE Social Sciences**, v. 8, n. 20, p. 142–150, 2023. Acesso em: 13 abr. 2026.

BRASIL. **Projeto de Lei n.º 5.829, de 2019**: Institui o marco legal da micro e minigeração distribuída. Brasília, 2019. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1814607>. Acesso em: 19 maio 2026.

BRASIL. **Lei n.º 14.300, de 6 de janeiro de 2022**: Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) e o programa de energia renovável social (PERS). Brasília, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/leis/lei-n-14-300-2022.pdf/view>>. Acesso em: 19 maio 2026.

BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO. **Norma Regulamentadora n° 10**: Segurança em instalações e serviços em eletricidade. Brasília, 2022. Atualizada pela Portaria MTP n° 1.868, de 2022. Acesso em: 27 mar. 2026.

BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO. **Norma Regulamentadora n° 35**: Trabalho em altura. Brasília, 2023. Redação dada pela Portaria MTP n° 4.218/2022, em vigor desde 3 jul. 2023. Atualizada pela Portaria MTE n° 3.903, de 28 de dezembro de 2023. Acesso em: 28 mar. 2026.

BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO. **Norma Regulamentadora n° 1**: Disposições gerais e gerenciamento de riscos ocupacionais. Brasília, 2024. Atualizada pela Portaria MTE n° 1.419, de 27 de agosto de 2024.

BRITO, M. d. F.; LIMA, L. C. d.; BATISTA, N. E. Uso da inteligência artificial na segurança contra incêndio em sistema solar fotovoltaico. **Research, Society and Development**, v. 12, n. 14, p. e106121444567, 2023. Disponível em: <<https://rsdjournal.org/rsd/article/view/44567>>. Acesso em: 10 abr. 2026.

CANAL SOLAR. **Módulos Fotovoltaicos Bifaciais**. 2019. Canal Solar. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/modulos-fotovoltaicos-bifaciais/>>. Acesso em: 24 maio 2026.

CANAL SOLAR. **Saiba como reconhecer um conector MC4 não original**. 2021. Canal Solar. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/saiba-como-reconhecer-um-conector-mc4-nao-original/>>. Acesso em: 30 maio 2026.

CASARIN, R. **Geração solar distribuída ultrapassa 40 GW de capacidade instalada no Brasil**. 2025. Portal Solar. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/noticias/mercado/geracao-distribuida/geracao-solar-distribuida-ultrapassa-40-gw-de-capacidade-instalada-no-brasil>>. Acesso em: 19 maio 2026.

CASARIN, R. **Setor de energia solar atinge marca de 2 milhões de empregos no Brasil**. 2026. Portal Solar. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/noticias/mercado/setor-de-energia-solar-atinge-marca-de-2-milhoes-de-empregos-no-brasil>>. Acesso em: 20 fev. 2026.

CICEK, K.; CELIK, M. Application of failure modes and effects analysis to main engine crankcase explosion failure on-board ship. **Safety Science**, v. 51, n. 1, p. 6–10, 2013. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0925753512001476>>. Acesso em: 25 fev. 2026.

CORPO DE BOMBEIROS MILITAR DE MATO GROSSO DO SUL. **Corpo de Bombeiros Militar de Porto Murtinho atende ocorrência de incêndio em sistema de energia solar**. 2023. Bombeiros MS. Disponível em: <<https://www.bombeiros.ms.gov.br/corpo-de-bombeiros-militar-de-porto-murtinho-atende-ocorrencia-de-incendio-em-sistema-de-energia-solar/>>. Acesso em: 25 maio 2026.

COSTA, A. L. C.; HIRASHIMA, S. Q. d. S.; FERREIRA, R. V. Operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: inspeção termográfica e limpeza de módulos FV. **Ambiente Construído**, v. 21, n. 4, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/s1678-86212021000400566>>. Acesso em: 19 fev. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2024**. Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 5 mar. 2025.

Engeman ENGEMAN. **O&M: Operação e Manutenção**. [s.d.]. Engeman. Disponível em: <<https://engeman.net/servicos-industriais/om-operacao-e-manutencao/>>. Acesso em: 20 fev. 2026.

HEIN, H. **Energia solar supera 2 milhões de empregos no Brasil, apesar de entraves no setor**. 2026. Canal Solar. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/energia-solar-dois-milhoes-empregos-brasil/>>. Acesso em: 20 fev. 2026.

HUAWEI TECHNOLOGIES CO., LTD. **Inversores para Energia Solar**. 2025. Huawei Solar Brasil. Disponível em: <<https://solar.huawei.com/br/>>. Acesso em: 24 maio 2026.

IFELL. **Inspeção com Drone de Sistemas Fotovoltaicos**. 2025. IFell. Disponível em: <<https://www.ifell.com.br/inspecao-com-drone-de-sistemas-fotovoltaicos/>>. Acesso em: 24 maio 2026.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. **Normais Climatológicas do Brasil – Irradiação Solar Global**. Brasília, 2023. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/normais>>. Acesso em: 17 jun. 2026.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable Power Generation Costs in 2023**. Abu Dhabi, 2024. Disponível em: <<https://www.irena.org>>. Acesso em: 20 abr. 2025.

LIMA, A. J. d. et al. Segurança do trabalho em empresas de energia solar: riscos emergentes e lacunas legais. In: **Caminhos Contemporâneos da Pesquisa Multidisciplinar**. 1. ed. São Paulo: Seven Editora, 2026. Acesso em: 27 mar. 2026.

NETO, J. d. S. Análise da engenharia de segurança do trabalho em usinas de geração de energia fotovoltaica. **RECIMA21 – Revista Científica Multidisciplinar**, v. 5, n. 11, p. e5115238, 2024. Disponível em: <<https://recima21.com.br/recima21/article/view/5238>>. Acesso em: 16 maio 2026.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. d.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L. d.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. d. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. ISBN

978-85-17-00090-4. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acesso em: 17 jun. 2026.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Ed.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2. ed. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014.

SHAFIRA, D. A. I.; ABADI, I. Um estudo sobre saúde, segurança, meio ambiente e ergonomia (HSEE) em usinas solares. **Journal of Engineering and Applied Technology**, v. 6, n. 01, p. 18–26, 2025. Disponível em: <<https://journal.uny.ac.id/index.php/jeatech/article/view/84689>>. Acesso em: 10 abr. 2026.

SILVA, K. V.; BEZERRA, E. R.; AZEVEDO, W. Ações de inspeção e análise de modos de falha e seus efeitos (FMEA) em uma usina solar fotovoltaica. In: **Anais do Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia (CONTECC)**. Fortaleza: [s.n.], 2025. Acesso em: 30 mar. 2026.

SILVEIRA, M. A. M. et al. Riscos ocupacionais na instalação de sistemas fotovoltaicos em coberturas residenciais no Brasil. **Engenharia Sanitária e Ambiental**, v. 26, n. 4, p. 631–640, 2021.

SOLARPOWER EUROPE. **Global Market Outlook for Solar Power 2025–2029**. Brussels, 2025. Disponível em: <<https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/global-market-outlook-for-solar-power-2025-2029/detail>>. Acesso em: 24 maio 2026.

SOUZA, L. C. G. d. **Projeto e estudo de proteção de uma usina fotovoltaica on-grid de 3,0 MW**. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação)), 2024. Acesso em: 20 fev. 2026.

STAMATIS, D. H. **Failure Mode and Effect Analysis: FMEA from Theory to Execution**. 2. ed. Milwaukee: ASQ Quality Press, 2003.

SUNERGIA. **Por que o conector MC4 é crucial no projeto de energia solar?** 2025. Sunergia. Disponível em: <<https://sunergia.com.br/blog/por-que-o-conector-mc4-e-crucial-no-projeto-de-energia-solar/>>. Acesso em: 30 maio 2026.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015.