

DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO

Publicado em: 30/03/2022 | Edição: 61 | Seção: 1 | Página: 154

Órgão: Ministério da Economia/Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

PORTARIA Nº 140, DE 21 DE MARÇO DE 2022

Aprova o Regulamento Técnico da Qualidade e os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos - Consolidado.

O PRESIDENTE DO INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA - INMETRO, no exercício da competência que lhe foi outorgada pelos artigos 4º, § 2º, da Lei nº 5.966, de 11 de dezembro de 1973, e 3º, incisos I e IV, da Lei nº 9.933, de 20 de dezembro de 1999, combinado com o disposto nos artigos 18, inciso V, do Anexo I ao Decreto nº 6.275, de 28 de novembro de 2007, e 105, inciso V, do Anexo à Portaria nº 2, de 4 de janeiro de 2017, do então Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços, considerando o que determina o Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, e o que consta no Processo SEI nº 0052600.020037/2018-26, resolve:

Objeto e âmbito de aplicação

Art. 1º Fica aprovado o Regulamento Consolidado para Equipamentos para Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos, na forma do Regulamento Técnico da Qualidade, dos Requisitos de Avaliação da Conformidade e das Especificações para o Selo de Identificação da Conformidade, fixados, respectivamente, nos Anexos I, II e III desta Portaria.

Art. 2º O Regulamento Técnico da Qualidade, estabelecido no Anexo I, determina os requisitos, de cumprimento obrigatório, referentes à segurança e desempenho do produto.

Art. 3º Os fornecedores de Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos deverão atender integralmente ao disposto no presente Regulamento.

Art. 4º Os equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos, objeto deste Regulamento, deverão ser fabricados, importados, distribuídos e comercializados, de forma a não oferecer riscos que comprometam a segurança do usuário, independentemente do atendimento integral aos requisitos ora publicados.

§ 1º Aplica-se o presente Regulamento aos seguintes equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos:

I - módulos fotovoltaicos com potência nominal igual ou superior a 5 Wp, de células de silício (monocristalino - mono-Si e multicristalino - multi-Si), de camadas semicondutoras de filmes finos (silício amorfo - a-Si, telureto de cádmio - CdTe ou seleneto de cobre, índio e gálio - CIS/CIGS) ou híbridas (tecnologia heterojunção - HJT); de tipos com ou sem moldura; de tipos monofacial ou bifacial; de tipos rígido, flexível ou semiflexível; de tipos independente, aplicado (BAPV) ou integrado a edificações (BIPV);

II - controladores de carga e/ou descarga de baterias de tipos pulse width modulation (PWM) ou maximum power point tracking (MPPT);

III - baterias de uso em sistemas fotovoltaicos de tecnologias eletroquímicas de chumbo-ácido, níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico, lítio-íon, sódio cloreto de níquel, fluxo ou outras; que exigem ou não sistema de gerenciamento integrado (BMS); e

IV - inversores com potência nominal até 75 kW, de uso em sistemas fotovoltaicos isolados ou conectados à rede elétrica; com ou sem armazenamento de energia; de tipos microinversor, string, multi-string ou central.

§ 2º Encontram-se excluídos do cumprimento das disposições previstas neste Regulamento, consideradas as definições apresentadas no Anexo I desta Portaria:

- I - módulos fotovoltaicos com potência nominal inferior a 5 Wp;
- II - módulos fotovoltaicos de células de tecnologias de terceira geração (orgânicas, perovskita, multijunção, entre outras);
- III - módulos fotovoltaicos concentradores (CPV - concentrated photovoltaics);
- IV - módulos fotovoltaicos c.a. (com inversor integrado e com acesso apenas a terminais de corrente alternada - c.a.);
- V - módulos fotovoltaicos destinados a aplicações de mobilidade (produtos portáteis, veículos, entre outros);
- VI - inversores com potência nominal superior a 75 kW;
- VII - inversores de frequência para acionamento direto de motores elétricos ou outras cargas, sem armazenamento de energia;
- VIII - baterias, controladores ou inversores que não são de uso em sistemas fotovoltaicos;
- IX - baterias, inversores, controladores ou módulos fotovoltaicos que compõe, de forma customizada e exclusiva, produtos alimentados por energia solar, não possuindo qualquer tipo de terminal para conexão de cargas externas, fontes externas e/ou ligação à rede elétrica (p. ex.: geradores fotovoltaicos que compõe eletrodomésticos ou aparelhos eletrônicos etc.);
- X - células fotovoltaicas individuais;
- XI - células ou módulos de células para baterias;
- XII - otimizadores de energia de uso em sistemas fotovoltaicos;
- XIII - produtos de consumo diretamente alimentados por células ou módulos fotovoltaicos;
- XIV - estruturas ou sistemas de montagem para módulos fotovoltaicos; e
- XV - seguidores solares.

§ 3º Os equipamentos que são comercializados para uso em sistemas fotovoltaicos, em ambientes públicos, comerciais, industriais, rurais ou residenciais, e destinados à microgeração distribuída de energia, mesmo que não exclusivamente, devem atender às disposições do Regulamento ora aprovado.

§ 4º Os produtos que integram dois ou mais equipamentos elencados no § 1º ou que integram equipamentos elencados no § 1º a outros produtos regulamentados pelo Inmetro, estão contemplados neste Regulamento, desde que possam ser devidamente avaliados segundo a base normativa de referência utilizada no Anexo II desta Portaria, estando sujeitos às disposições das respectivas regulamentações aplicáveis.

§ 5º Tendo em vista a diversidade de produtos abrangidos por esta Portaria, o detalhamento quanto ao referido escopo pode ser consultado em www.inmetro.gov.br.

Art. 5º A cadeia produtiva de equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos fica sujeita às seguintes obrigações e responsabilidades:

I - o fabricante nacional deve fabricar e disponibilizar, a título gratuito ou oneroso, equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos conforme o disposto neste Regulamento;

II - o importador deve importar e disponibilizar, a título gratuito ou oneroso, equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos conforme o disposto neste Regulamento;

III - os demais entes da cadeia produtiva e de fornecimento de equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos, incluindo o comércio em estabelecimentos físicos ou em meio eletrônico, devem manter a integridade do produto, das suas marcações obrigatórias, preservando o atendimento aos requisitos deste Regulamento.

Parágrafo único. Caso um ente exerça mais de uma função na cadeia produtiva e de fornecimento, entre as anteriormente listadas, suas responsabilidades são acumuladas.

Art. 6º O comércio de equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos, em estabelecimentos físicos ou em meio eletrônico, fica sujeito ainda às seguintes obrigações:

§ 1º Os produtos deverão, no ponto de venda, ostentar a Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE), de forma claramente visível ao consumidor, sem que sua visualização seja obstruída por qualquer outra informação anexada pelos fornecedores.

§ 2º No comércio em meio eletrônico, incluindo sites de venda, busca e comparação de produtos, é de responsabilidade do administrador do site disponibilizar a ENCE ou, alternativamente, as informações nela constantes em formato de texto, em todas as páginas onde haja oferta ou exibição do produto, de forma ostensiva, clara e unívoca junto à imagem ou identificação do modelo do produto.

§ 3º Em catálogos de venda e em material publicitário físico ou em meio eletrônico, a ENCE ou, alternativamente, as informações nela constantes em formato de texto, devem estar disponíveis de forma clara e unívoca junto à imagem ou identificação do modelo do produto.

Exigências Pré-Mercado

Art. 7º Os equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos, fabricados, importados, distribuídos e comercializados em território nacional, a título gratuito ou oneroso, devem ser submetidos, compulsoriamente, à avaliação da conformidade, por meio do mecanismo de declaração da conformidade do fornecedor, observado os termos deste Regulamento e o prazo estabelecido no art. 13 desta Portaria.

§ 1º Os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos estão fixados no Anexo II desta Portaria.

§ 2º A declaração da conformidade não exime o fornecedor da responsabilidade exclusiva pela segurança e desempenho do produto.

Art. 8º Após a emissão da declaração da conformidade do fornecedor, os equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos, importados, distribuídos e comercializados em território nacional, a título gratuito ou oneroso, devem ser registrados no Inmetro, considerando a Portaria Inmetro nº 258, de 6 de agosto de 2020, ou substitutiva, observados os prazos fixados no art. 13 desta Portaria.

§ 1º A obtenção do registro é condicionante para a autorização do uso do Selo de Identificação da Conformidade, na forma da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia - ENCE, nos produtos e para sua disponibilização no mercado nacional.

§ 2º Os modelos de Selo de Identificação da Conformidade aplicáveis para equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos, encontram-se no Anexo III desta Portaria.

Art. 9º Os equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos abrangidos pelo Regulamento ora aprovado, estão sujeitos ao regime de licenciamento de importação não automático, devendo o importador obter anuência no Inmetro, considerando a Portaria Inmetro nº 18, de 14 de janeiro de 2016, ou substitutiva, observado o prazo fixado no art. 13 desta Portaria.

Parágrafo único. A data de embarque das mercadorias no país de origem será considerada para efeitos de cumprimento do prazo fixado no art. 13.

Vigilância de Mercado

Art. 10. Os equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos, objeto deste Regulamento, estão sujeitos, em todo o território nacional, às ações de vigilância de mercado executadas pelo Inmetro e entidades de direito público a ele vinculadas por convênio de delegação.

Art. 11. Constitui infração a ação ou omissão contrária ao disposto nesta Portaria, podendo ensejar as penalidades previstas na Lei nº 9.933, de 1999.

Art. 12. O fornecedor, quando submetido a ações de vigilância de mercado, deverá prestar ao Inmetro, quando solicitado, as informações requeridas em um prazo máximo de 15 dias.

Prazos e disposições transitórias

Art. 13. A partir de 24 (vinte e quatro) meses, contados da data de vigência desta Portaria, os fabricantes nacionais e importadores devem fabricar ou importar, para o mercado nacional, somente equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos em conformidade com as disposições contidas nesta Portaria.

§ 1º A partir de 6 (seis) meses, contados do término do prazo fixado no caput, os fabricantes nacionais e importadores devem comercializar para o mercado nacional, somente equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos em conformidade com as disposições contidas nesta Portaria.

§ 2º Os fornecedores com registro concedido com base na Portaria Inmetro nº 4, de 2011, devem emitir e apresentar ao Inmetro uma nova Declaração da Conformidade do Fornecedor, nos termos deste Regulamento, até o prazo estabelecido no caput.

Art. 14. A partir de 36 (trinta e seis) meses, contados da data de publicação desta Portaria, os estabelecimentos que exercerem atividade de distribuição ou de comércio devem vender, no mercado nacional, somente equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos em conformidade com as disposições contidas nesta Portaria.

Parágrafo único. A determinação contida no caput não é aplicável aos fabricantes e importadores, que devem observar os prazos fixados no artigo anterior.

Art. 15. Excepcionalmente, os fabricantes e importadores de inversores com potência acima de 10 e até 75 kW, terão 36 (trinta e seis) meses, contados da data de vigência desta Portaria, para adequação à Portaria ora aprovada.

§ 1º Independentemente dos prazos previstos no art. 13 e os acima dispostos, os fabricantes e importadores de inversores abrangidos no inciso II do § 1º do art. 4º deverão atender os requisitos técnicos de emissão de perturbação de radiofrequências previstos no subitem 5.7 do Regulamento Técnico da Qualidade ora aprovado, no prazo de 12 (doze meses) contados da data de vigência desta Portaria.

§ 2º A determinação contida no caput não estabelece a imediata compulsoriedade da avaliação da conformidade para esses produtos, sobre a qual devem ser observados os prazos estabelecidos nos artigos 13, 14 e 15 desta Portaria.

Art. 16. Independentemente dos prazos previstos no art. 13, os fabricantes e importadores de controladores abrangidos no inciso IV do § 1º do art. 4º deverão atender os requisitos técnicos de emissão de perturbação de radiofrequências previstos no subitem 5.7 do Regulamento Técnico da Qualidade ora aprovado, no prazo de 12 (doze meses) contados da data de vigência desta Portaria.

Art. 17. Para efeito do cumprimento do disposto no art. 7º, serão aceitos relatórios de ensaio de emissão de perturbação de radiofrequências com base nas normas referenciadas no item Documentos Complementares dos Anexos Específicos "D", "E" e "F" do RAC ora aprovado, independentemente de sua data de emissão, exclusivamente para o cumprimento da etapa de avaliação inicial relativa ao disposto no § 2º do art. 13 ou relativo ao processo de concessão de registro.

Art. 18. Mesmo durante os prazos de adequação estabelecidos, os fabricantes nacionais e importadores permanecem responsáveis pela segurança e desempenho dos equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos disponibilizados no mercado nacional e respondem por qualquer acidente ou incidente com o usuário, em função dos riscos oferecidos pelo produto.

Parágrafo único. A responsabilidade descrita no caput não termina e nem é transferida para o Inmetro, em qualquer hipótese, com o vencimento do prazo descrito no art. 13 desta Portaria.

Art. 19. Até o vencimento do prazo estipulado no art. 13, os fornecedores poderão utilizar os laboratórios com acreditação vigente até a data de publicação desta Portaria, na mesma condição de laboratórios designados pelo Inmetro.

Cláusula de revogação

Art. 20. Ficam revogados:

I - Portaria Inmetro nº 4, de 4 de janeiro de 2011, publicada no Diário Oficial da União de 5 de janeiro de 2011, seção 1, página 59, no prazo de 36 (trinta e seis) meses contados da data de vigência desta Portaria;

II - Portaria Inmetro nº 357, de 1 de agosto de 2014, publicada no Diário Oficial da União de 4 de agosto de 2014, seção 1, página 104, no prazo de 36 (trinta e seis) meses contados da data de vigência desta Portaria;

III - Portaria Inmetro nº 17, de 14 de janeiro de 2016, publicada no Diário Oficial da União de 15 de janeiro de 2016, seção 1, páginas 46 a 47, no prazo de 36 (trinta e seis) meses contados da data de vigência desta Portaria;

IV - art. 2º da Portaria Inmetro nº 520, de 18 de dezembro de 2019, publicada no Diário Oficial da União de 06 de janeiro de 2020, seção 1, página 16; na data de vigência desta Portaria;

V - Portaria Inmetro nº 520, de 18 de dezembro de 2019, publicada no Diário Oficial da União de 06 de janeiro de 2020, seção 1, página 16; no prazo de 24 (vinte e quatro) meses contados da data de vigência desta Portaria; e

VI - Portaria Inmetro nº 521, de 18 de dezembro de 2019, publicada no Diário Oficial da União de 06 de janeiro de 2020, seção 1, página 16, no prazo de 24 (vinte e quatro) meses contados da data de vigência desta Portaria.

Vigência

Art. 21. Esta Portaria entrará em vigor em 02 de maio de 2022, conforme determina o art. 4º do Decreto nº 10.139, de 2019.

PERICELES JOSÉ VIEIRA VIANNA

Substituto

ANEXO I**REGULAMENTO TÉCNICO DA QUALIDADE PARA EQUIPAMENTOS DE GERAÇÃO, CONDICIONAMENTO E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS****1. OBJETIVO**

Este Regulamento Técnico da Qualidade estabelece os requisitos obrigatórios para equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos a serem atendidos por toda cadeia fornecedora do produto no mercado nacional.

Nota: Para simplicidade de texto, os equipamentos abrangidos por este regulamento foram referenciados de forma simplificada como:

- Equipamentos": equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos;

- Módulos": módulos fotovoltaicos com potência nominal igual ou superior a 5 Wp, de células de silício, de camadas semicondutoras de filmes finos ou híbridas (heterojunção); de tipos com ou sem moldura; de tipos monofacial ou bifacial; de tipos rígido, flexível ou semiflexível; de tipos independente, aplicado ou integrado a edificações;

- Controladores": controladores de carga e/ou descarga de baterias de tipos PWM ou MPPT;

- Baterias": baterias de uso em sistemas fotovoltaicos de tecnologias eletroquímicas de chumbo-ácido, níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico, lítio-íon, sódio cloreto de níquel, fluxo ou outras;

- Inversores on-grid": inversores com potência nominal até 75 kW, de uso em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica; sem armazenamento de energia;

- Inversores off-grid": inversores com potência nominal até 75 kW, de uso em sistemas fotovoltaicos isolados; e

- Inversores on-grid com bateria": inversores com potência nominal até 75 kW, de uso em sistemas fotovoltaicos isolados ou conectados à rede elétrica; com armazenamento de energia.

2. SIGLAS

Para fins deste Regulamento, são adotadas as siglas a seguir:

AFD	Arc Fault Detector (Detector de Arco Elétrico)
AFI	Arc Fault Interrupter (Interruptor de Arco Elétrico)
AFPE	Arc Fault Protection Equipment (Equipamento de Proteção contra Arco Elétrico)
AGM	Absorbent Glass Mat (Placa de Vidro Absorvente)
AM	Air Mass (Massa de Ar)
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
BAPV	Building Applied Photovoltaics (Energia Fotovoltaica Aplicada à Edificação)
BMS	Battery Management System (Sistema de Gerenciamento de Bateria)
BIPV	Building Integrated Photovoltaics (Energia Fotovoltaica Integrada à Edificação)
C120	Capacidade Nominal para Regime de Média Intensidade de Descarga
c.a.	Corrente Alternada
c.c.	Corrente Contínua
CPV	Concentrator Photovoltaics (Energia Fotovoltaica de Concentração)
DITh	Distorção Harmônica Individual de Tensão
dc	Indicador de Mudança de Tensão em Regime Permanente
dmax	Indicador de Máxima Mudança de Tensão Relativa
d(t)	Indicador Dinâmico de Mudança de Tensão
FP	Fator de Potência
f	Frequência da Tensão da Rede c.a. Externa
FC	Fator de Correção de Tensão em Função da Temperatura
FV	Fotovoltaico
HJT	Heterojunction Technology (Tecnologia Heterojunção)
HVD	High Voltage Disconnect (Tensão de Desconexão por Alta Tensão)
HVR	High Voltage Reconnect (Tensão de Reconexão Após Corte por Alta Tensão)
I-V	Current-Voltage (Corrente-Tensão)
LVD	Low Voltage Disconnect (Tensão de Desconexão por Baixa Tensão)
LVR	Low Voltage Reconnect (Tensão de Reconexão Após Corte por Baixa Tensão)
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Seguimento do Ponto de Máxima Potência)
OPV	Organic Photovoltaics (Fotovoltaicos Orgânicos)
Plt	Indicador de Cintilação de Longo Prazo
PM	Potência Ativa Injetada no Instante em que a Frequência Excede 60,2 Hz
Pnom	Potência Nominal
PMP	Ponto de Máxima Potência
Pst	Indicador de Cintilação de Curto Prazo
PWM	Pulse Width Modulation (Modulação por Largura de Pulso)
SPMP	Seguimento do Ponto de Máxima Potência
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
SFIR	Sistema Fotovoltaico Isolado da Rede Elétrica
THD	Distorção Harmônica Total
U	Tensão da Rede c.a. Externa
Var	Potência Reativa
VRLA	Valve Regulated Lead Acid (Chumbo-Ácido Regulada por Válvula)
Wp	Watt-pico

3. DEFINIÇÕES

Para fins deste Regulamento, são adotadas as definições a seguir.

3.1 Arco (elétrico)

Condução em gás automantida para a qual a maioria dos portadores de carga são elétrons fornecidos pela emissão eletrônica primária.

3.2 Área total do módulo

Superfície frontal do módulo fotovoltaico incluindo a moldura externa ou qualquer outra protuberância, por exemplo, rebite.

3.3 Baterias

Equipamento composto por um conjunto de elementos interligados eletricamente, destinado a armazenar a energia elétrica que lhe tenha sido fornecida, restituindo-a em condições determinadas, sendo utilizado em sistemas fotovoltaicos.

3.4 Caixa de junção

Invólucro elétrico no qual são dispostas as conexões de fiação elétrica, no qual módulos, séries ou subarranjos fotovoltaicos são conectados em paralelo, e que pode alojar dispositivos de proteção e/ou manobra.

3.5 Célula fotovoltaica

Dispositivo fotovoltaico elementar que realiza a conversão direta de radiação solar em energia elétrica.

3.6 Célula fotovoltaica de tecnologia de terceira geração

Célula fotovoltaica de tecnologia emergente, em processo de pesquisa e desenvolvimento, ainda sem ou com baixa aplicação comercial, abrangendo as tecnologias de células orgânicas (OPV), as células de perovskita, as células sensibilizadas com corante (células de Grätzel), as células de ponto quântico, as células multijunção (tandem) de silício amorfo ou arsenieto de gálio (GaAs), as células de cobre, zinco e sulfeto de estanho e derivados (CZTS, CZTSe e CZTSSe), dentre outros tipos.

3.7 Controlador de carga e/ou descarga de baterias

Equipamento eletrônico destinado a controlar e/ou monitorar a recarga e/ou descarga do banco de baterias em um sistema fotovoltaico, podendo ser de tecnologia PWM (pulse with modulation) ou MPPT (quando há SPMP integrado). A função de controle de recarga e/ou descarga pode ser incluída como um subsistema dentro de um outro equipamento.

3.8 Detector de falha de arco

Dispositivo ou grupo de dispositivos para detectar arcos, em inglês, representado pela sigla AFD (arc fault detector).

3.9 Distorção harmônica total

Composição das distorções harmônicas individuais, que expressa o grau de desvio da onda em relação ao padrão ideal, normalmente referenciada ao valor da componente fundamental.

3.10 Eficiência nominal do módulo

Razão entre a potência elétrica nominal fornecida pelo módulo e o produto de sua área, incluindo a moldura externa, pela irradiância, nas condições de irradiância de 1000 W/m², temperatura de célula de 25 °C, espectro de 1.5 AM e incidência normal da radiação.

3.11 Equipamento de proteção de falha de arco

Combinação de funcionalidades de detecção (AFD) e interrupção de falhas de arco (AFI), em inglês representado pela sigla AFPE (arc fault protection equipment).

3.12 Falha de arco

Arco paralelo não intencional perigoso ou em série entre os condutores.

3.13 Falha de arco em série

Arco que está em série com a carga e é o resultado de uma falha na continuidade pretendida de um condutor, conexão, módulo ou outros componentes do sistema no circuito fotovoltaico de corrente contínua.

3.14 Fator de potência

Fator calculado dividindo-se a energia ativa pela raiz quadrada da soma dos quadrados da energia ativa e da energia reativa, obtidas em um período determinado.

3.15 Gerador fotovoltaico

Equipamento, dispositivo ou arranjo de geração, que utiliza o efeito fotovoltaico para converter a luz do sol em eletricidade, não incluindo os dispositivos de armazenamento de energia ou acondicionamento de potência, podendo corresponder a uma célula, a um módulo ou a um arranjo fotovoltaico.

3.16 Interruptor de falha de arco

Dispositivo capaz de interromper um arco disparado por um AFD, em inglês, representado pela sigla AFI (arc fault interrupter).

3.17 Inversor central

Inversor que converte a potência c.c. de vários arranjos fotovoltaicos em paralelo em um único rastreador de PMP, em potência c.a. compatível com a rede elétrica.

3.18 Inversor de uso em sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Equipamento conversor estático, que converte a tensão e a corrente contínua do gerador fotovoltaico em tensão e corrente alternada, apropriada para utilização pela rede elétrica, operando como seguidor de rede (grid following), também denominado como inversor on-grid.

3.19 Inversor de uso em sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia

Equipamento conversor estático, que converte a tensão e corrente contínua, provenientes do gerador fotovoltaico e/ou ou sistema de armazenamento de energia, em tensão e corrente alternada apropriadas para utilização pela rede elétrica, operando tanto como seguidor (grid following) quanto como formador de rede (grid forming), podendo gerenciar simultaneamente as entradas de módulos fotovoltaicos e das baterias, recarregando as baterias com a energia fornecida pelo módulo ou pela rede elétrica.

3.20 Inversor de uso em sistemas fotovoltaicos isolados

Equipamento conversor estático, que converte a tensão e corrente contínua entregue pelas baterias e/ou módulos fotovoltaicos em tensão e corrente alternada, operando como uma fonte de tensão (grid forming) que alimenta cargas em corrente alternada, também denominado como inversor off-grid.

3.21 Inversor multi-string

Inversor que combina as características dos inversores "string" e "central" no mesmo equipamento, permitindo a conexão de diversos arranjos fotovoltaicos em paralelo no mesmo equipamento, mas trabalhando com cada arranjo de forma independente (múltiplos rastreadores do PMP).

3.22 Inversor string

Inversor que converte a potência c.c. de um arranjo de painéis fotovoltaicos em potência c.a. compatível com a rede elétrica, sendo menor do que o inversor central uma vez que, para cada arranjo, é utilizado um inversor separado.

3.23 Microgeração distribuída de energia

Central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras.

3.24 Microinversor

Inversor que converte a potência c.c. de até quatro módulos fotovoltaicos em potência c.a. compatível com a rede elétrica.

3.25 Modo formador de rede

Modo de operação do inversor em que ele controla ativamente a saída de frequência e tensão, comportando-se como uma Fonte de tensão c.a. com amplitude especificadas de tensão, fase e frequência, em inglês, denominado como grid forming.

3.26 Modo seguidor de rede

Modo de operação do inversor em que ele rastreia o ângulo de tensão da rede para controlar a saída (sincronizando com a rede), atuando como uma fonte de corrente que injeta potência ativa e reativa na rede de acordo com a potência definida ou com o ponto de corrente ajustado, em inglês, denominado como grid following.

3.27 Módulo fotovoltaico

Equipamento cuja unidade básica é formada por um conjunto de células fotovoltaicas interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica.

3.28 Módulo fotovoltaico bifacial

Módulos que podem converter a irradiação recebida na parte frontal e traseira em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico, denominado módulo monofacial quando a conversão da irradiação ocorre em apenas uma das faces.

3.29 Módulo fotovoltaico c.a.

Módulo fotovoltaico com inversor integrado no qual os terminais elétricos são apenas em corrente alternada c.a.

Nota: O módulo c.a. distingue-se da composição de módulo e microinversor, dada a inacessibilidade dos condutores c.c. e a impossibilidade de separação entre eles.

3.30 Módulo fotovoltaico concentrador

Equipamento constituído por células fotovoltaicas integradas a um concentrador solar, que consiste num dispositivo óptico dotado de lentes e/ou espelhos, em inglês, representado pela sigla CPV (concentrated photovoltaics).

3.31 Módulo flexível

Módulo fotovoltaico que exhibe um raio de curvatura de 500 mm ou menos em pelo menos uma direção de acordo com as especificações do fabricante e que é capaz de se dobrar para se conformar a uma superfície plana ou curva.

3.32 Perturbação eletromagnética

Fenômeno eletromagnético capaz de degradar o desempenho de um dispositivo, equipamento ou sistema, ou de afetar desfavoravelmente matéria viva ou inerte.

3.33 Ponto de máxima potência

Potência em um ponto da curva característica de um módulo fotovoltaico, em que o produto da corrente pela tensão é máximo, no quadrante de geração.

3.34 Potência nominal do módulo

Potência de saída de um módulo fotovoltaico no ponto de máxima potência da sua curva I-V, sob as condições de irradiância de 1000 W/m², temperatura de célula de 25 °C, espectro 1.5 AM e incidência normal da radiação, dada em Watt-pico (Wp).

3.35 Produto alimentado por energia solar

Equipamento, acessório, dispositivo ou ferramenta que possui componente de geração fotovoltaica embarcado, integrado ou acoplado, desde sua montagem ou fabricação, e dentre as suas funcionalidades, fornece energia elétrica para o próprio consumo ou para o consumo de uma carga externa, em inglês denominado como solar powered product.

3.36 Radiofrequência

Faixa de frequências que abrange aproximadamente a faixa de 3 kHz até 300 GHz.

3.37 Radiointerferência

Interferência causada por perturbações eletromagnéticas de radiofrequência.

3.38 Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP)

Estratégia de controle utilizada para maximizar a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico em função das condições climáticas, em inglês representado pela sigla MPPT (maximum power point tracking).

3.39 Sistema de gerenciamento de bateria

Sistema eletrônico associado a uma bateria que monitora e/ou gerencia seu estado, calcula dados secundários, informa dados e/ou controla seu ambiente para influenciar o desempenho da bateria e/ou de sua vida útil, em inglês representado pela sigla BMS (battery management system) e, eventualmente, BMU (battery management unit).

3.40 Sistema de radiodifusão

Sistema de telecomunicação caracterizado pela teledifusão de ondas radioelétricas para serem recebidas direta e livremente pelo público em geral, compreendendo a radiodifusão sonora e televisão.

3.41 Sistema fotovoltaico

Conjunto de equipamentos e outros elementos que geram e fornecem eletricidade pela conversão de energia solar.

3.42 Sistema fotovoltaico conectado

Sistema fotovoltaico ligado à rede pública de fornecimento de energia elétrica.

3.43 Sistema fotovoltaico isolado

Sistema fotovoltaico que não possui qualquer conexão à rede pública de fornecimento de energia elétrica.

3.44 Sistema de radiocomunicação

Sistema de telecomunicação realizada por meio de ondas de rádio.

4. REQUISITOS GERAIS

4.1 Os equipamentos devem ser construídos de forma a oferecer segurança aos usuários e às instalações quanto aos riscos elétricos, mecânicos e de incêndios.

4.2 Os equipamentos não podem conter arestas, bordas, cantos, saliências ou pontas afiadas que exponham os usuários aos riscos de corte ou outros ferimentos.

4.3 Os equipamentos devem atender aos limites máximos de concentração de substâncias perigosas restritas pela legislação nacional vigente, quando houver, exceto as baterias e os módulos, que podem conter em seu interior tais substâncias, em partes não acessíveis aos usuários, quando inerentes às suas tecnologias.

4.4 Os equipamentos, durante seu funcionamento normal, não podem causar radio interferência em sistemas de radiodifusão ou de radiocomunicação vizinhos.

5. REQUISITOS TÉCNICOS

5.1 Requisitos técnicos para módulos

5.1.1 Os módulos não podem apresentar defeitos visuais, tais como:

- a) Superfícies externas quebradas, rasgadas ou rachadas;
- b) Superfícies externas envergadas ou desalinhas, incluindo-se os substratos, molduras ou caixas de junção;
- c) Bolhas ou delaminações;
- d) Evidência de queima ou fusão de quaisquer componentes;
- e) Perda de resistência mecânica que possa afetar a instalação ou operação do módulo;
- f) Células rachadas ou quebradas de modo a comprometer mais de 10% da área ativa da célula do circuito elétrico do módulo;

g) Vazios ou corrosões visíveis em quaisquer camadas ativas do circuito do módulo, compreendendo mais de 10% da área de qualquer célula fotovoltaica;

h) Interconexões, junções ou terminais quebrados;

i) Curto-circuito entre quaisquer partes alimentadas eletricamente; e

j) Presença de corpos estranhos na área ativa do módulo fotovoltaico.

5.1.2 Os módulos devem ser projetados para assegurar o isolamento elétrico entre seus terminais elétricos e sua moldura, inclusive em condições de umidade e mesmo após uso continuado.

5.1.3 Para módulos com área maior que 0,1 m², a resistência elétrica multiplicada pela área do módulo deve ser > 40 MW.m², e para módulos com área menor que 0,1 m² a resistência deve ser > 400 MW.

5.1.4 Os módulos não podem apresentar, internamente, circuito aberto, curto-circuito ou falha por isolamento.

5.1.5 Os módulos devem apresentar um valor de potência entre 100% e 105% da potência nominal declarada pelo fabricante na folha de dados ou no manual do produto.

5.1.6 Os diodos de bypass dos módulos devem manter a sua funcionalidade mesmo em condições críticas de temperatura e corrente.

5.1.7 O deslocamento do cabo para fora da caixa de junção do módulo não pode exceder 2 mm.

5.1.8 Os módulos devem ser capazes de suportar uma carga mecânica estática mínima de 2.400 Pa.

5.2 Requisitos técnicos para controladores

5.2.1 Os controladores não podem apresentar variações em seus valores de tensão de atuação real (setpoints) maiores que ±2% em relação aos valores declarados pelo fornecedor na folha de dados ou no manual do produto.

Nota 1: Os valores de tensão de atuação correspondem aos valores de LVD, HVD, LVR, HVR, dentre outros.

Nota 2: A tensão de atuação real corresponde ao valor medido por instrumento de medição calibrado.

5.2.2 Os controladores, quando operando em suas funções essenciais, devem atender às especificações de autoconsumo apresentadas na Tabela 1:

Tabela 1 – Requisitos de autoconsumo para controladores

Carga / Load	Autoconsumo
≤ 30 A	≤ 30 mA
> 30 A	≤ 0,1% da corrente de referência

Nota 1: Para equipamentos com controlador e inversor integrados, deve ser considerado apenas o requisito de autoconsumo referente ao inversor (subitem 5.5.10 deste RTQ).

Nota 2: A corrente de referência para autoconsumo corresponde à maior corrente entre o circuito de carga e o circuito de descarga.

Nota 3: Considera-se o controlador operando em suas funções essenciais quando configurado em modo "noturno" ou similar, e com todos os dispositivos periféricos, quando houver, desabilitados ou desconectados.

5.2.3 Os controladores não podem apresentar perdas internas de potência superiores a 10%, tanto no circuito de carga, entre os terminais do gerador fotovoltaico e a bateria, quanto no circuito de descarga, entre os terminais da bateria e os da carga.

5.3 Requisitos técnicos para baterias

5.3.1 As baterias devem possuir um valor de capacidade real inicial igual ou superior a 95% da capacidade nominal especificada pelo fabricante na folha de dados ou manual do produto, em ambos os regimes de descarga, sendo:

a) Baterias chumbo-ácido: regime de descarga de 10 h (nominal) e 120 h (C120);

b) Baterias níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico e lítio: regime de descarga de 5 h (nominal) e 120 h (C120); e

c) Outras tecnologias: o regime de descarga especificado pelo fabricante (nominal) conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Regimes de descarga típicos da aplicação fotovoltaica (a 25 °C)

Bateria	Regime de descarga (h)	Tensão final de descarga (Vpe)
Chumbo-ácido	120	1,85
	10	1,75
Níquel-cádmio e Níquel-hidreto metálico	120	1,00
	5	
Lítio	120	Conforme definido pelo fabricante
	5	
Outras tecnologias	120	Conforme definido pelo fabricante

5.3.2 As baterias devem atender, no mínimo, a três sequências completas de 150 ciclos, especificados na norma ABNT NBR 16767, realizadas em duas fases, sendo, 50 ciclos na Fase A e 100 ciclos na Fase B, e manter sua capacidade real igual ou superior a 80% da capacidade nominal especificada pelo fabricante no regime de descarga nominal.

Nota: No caso específico de monoblocos chumbo-ácidos tipo sem manutenção, que não permitem a reposição de água, sua vida em ciclos é reduzida. O número mínimo da sequência completa do ciclo de Fases A+B (150 ciclos) dever ser igual ou maior que 1 e a capacidade real deve ser igual ou superior a 80% da capacidade nominal especificada pelo fabricante no regime de descarga nominal.

5.3.3 As baterias, após o período de estocagem de 90 dias em circuito aberto, devem apresentar valor de perda de capacidade (autodescarga) inferior a 28%, comparando-se as capacidades reais antes e após a retenção de carga.

5.3.4 As baterias, após um período de sete dias de descarga profunda, mantidas conectadas ao resistor de descarga, devem apresentar valor de perda de capacidade inferior a 25%, comparando-se as capacidades reais antes e após a regeneração da capacidade.

5.3.5 As baterias de lítio, sódio e de outras tecnologias que demandem mecanismos de área de operação segura, devem possuir um sistema eletrônico de controle e gestão integrado (BMS).

5.3.6 Para baterias com BMS, caso a tensão de recarga aplicada à bateria exceda a tensão máxima de recarga definida pelo fabricante, o BMS deve interromper a recarga por meio de uma desconexão automática das chaves principais, a fim de proteger a bateria contra efeitos graves relacionados à sobretensão.

5.3.7 Para baterias com BMS, caso a corrente fornecida ou demandada para as células e bateria exceda a corrente máxima de recarga ou descarga definida pelo fabricante, o BMS deve controlar ou interromper a recarga ou descarga, a fim de proteger o sistema de bateria dos perigos relacionados à sobrecarga.

5.3.8 Para baterias com BMS, caso a temperatura exceda o limite superior especificado pelo fabricante da célula, o BMS deve detectar a temperatura de sobreaquecimento e interromper a recarga, a fim de proteger a bateria contra efeitos graves relacionados ao sobreaquecimento.

5.3.9 Para as células utilizadas em baterias ou sistemas de baterias de lítio deve ser apresentado relatório de ensaio ou certificado de conformidade à norma IEC 62619:2017 ou ABNT NBR 16976:2021.

5.4 Requisitos técnicos para inversores on-grid

5.4.1 Os inversores on-grid devem possuir, no mínimo, um dispositivo que garanta a desconexão mecânica da rede por relé, contator ou dispositivo equivalente.

5.4.2 Os inversores on-grid, quando operando com sobrecarga na(s) porta(s) fotovoltaica(s), devem apresentar um valor mensurado de potência na porta c.a. igual ao valor de potência nominal declarada pelo fabricante na folha de dados ou no manual do produto, na tensão nominal declarada, com tolerância de $\pm 2\%$.

Nota 1: A temperatura ambiente de referência deve ser de 25 oC (± 3 oC) e com o inversor em regime permanente térmico.

Nota 2: A redução de potência do inversor por temperatura não pode ocorrer sob temperatura ambiente inferior a 40 oC.

5.4.3 Os inversores on-grid devem reestabelecer seu funcionamento normal após a atuação da proteção contra inversão de polaridade na(s) porta(s) fotovoltaica(s).

5.4.4 Os inversores on-grid devem ser capazes de suportar um religamento automático fora de fase na(s) porta(s) c.a., na pior condição possível (em oposição de fase).

5.4.5 Os inversores on-grid devem possuir meios de medir a resistência de isolamento entre todos os terminais da(s) porta(s) fotovoltaica(s) e a terra antes de entrarem em operação. Caso a resistência de isolamento seja inferior a $R = (V_{maxcc} / 30 \text{ mA})$ ohms, o inversor deve indicar a falta e não se conectar à rede.

5.4.6 Os inversores on-grid, com ou sem isolamento galvânica, devem apresentar sistema de proteção contra correntes residuais excessivas integrado ao equipamento, quando o mesmo produza uma corrente residual superior a 30 mA na porta c.a. Nestes casos, o equipamento deve incluir um sistema de monitoramento da corrente residual na porta c.a. que possua uma banda passante mínima de 2 kHz e que realize a desconexão automática da rede, sem possibilidade de reconexão automática, quando a corrente de modo comum violar uma das duas condições:

a) Quando a corrente eficaz de modo comum exceder 300 mA para inversores com potência inferior ou igual a 30 kVA, ou exceder 10 mA/kVA para inversores com potência superior a 30 kVA; e

b) Quando a corrente eficaz de modo comum apresentar variações repentinas de acordo com a Tabela 3.

Tabela 3 - Tempo máximo de desconexão para variações abruptas a corrente de modo comum

Variação súbita da corrente de modo comum eficaz	Tempo máximo de desconexão da rede
30 mA	0,30 s
60 mA	0,15 s
150 mA	0,04 s

5.4.7 Os inversores on-grid devem ser classificados quanto à existência e as características de sistema de proteção contra arcos elétricos série na(s) porta(s) fotovoltaicas.

5.4.8 Os inversores on-grid que operam com tensão na(s) porta(s) fotovoltaica(s) superior a 80 V e que possuam sistema de proteção contra arcos elétricos, devem detectar e/ou interromper o arco série em, no máximo, 2,5 s ou antes da energia do arco exceder 750 J, o que ocorrer primeiro.

5.4.9 Os inversores on-grid, em qualquer condição de operação, não podem injetar ou absorver componente contínua na rede elétrica superior a 0,5% da sua corrente c.a. nominal.

5.4.10 Os inversores on-grid não podem injetar corrente na rede com distorção harmônica total superior a 5% em relação à corrente c.a. fundamental na potência c.a. nominal, em qualquer condição de potência, e devem atender aos limites de distorção harmônica individual especificados na Tabela 4.

Tabela 4 - Limites de distorção harmônica de corrente

Harmônicas ímpares	Limite de distorção
3° a 9°	< 4,0%
11° a 15°	< 2,0%
17° a 21°	< 1,5%
23° a 33°	< 0,6%
Harmônicas pares	Limite de distorção
2° a 8°	< 1,0%

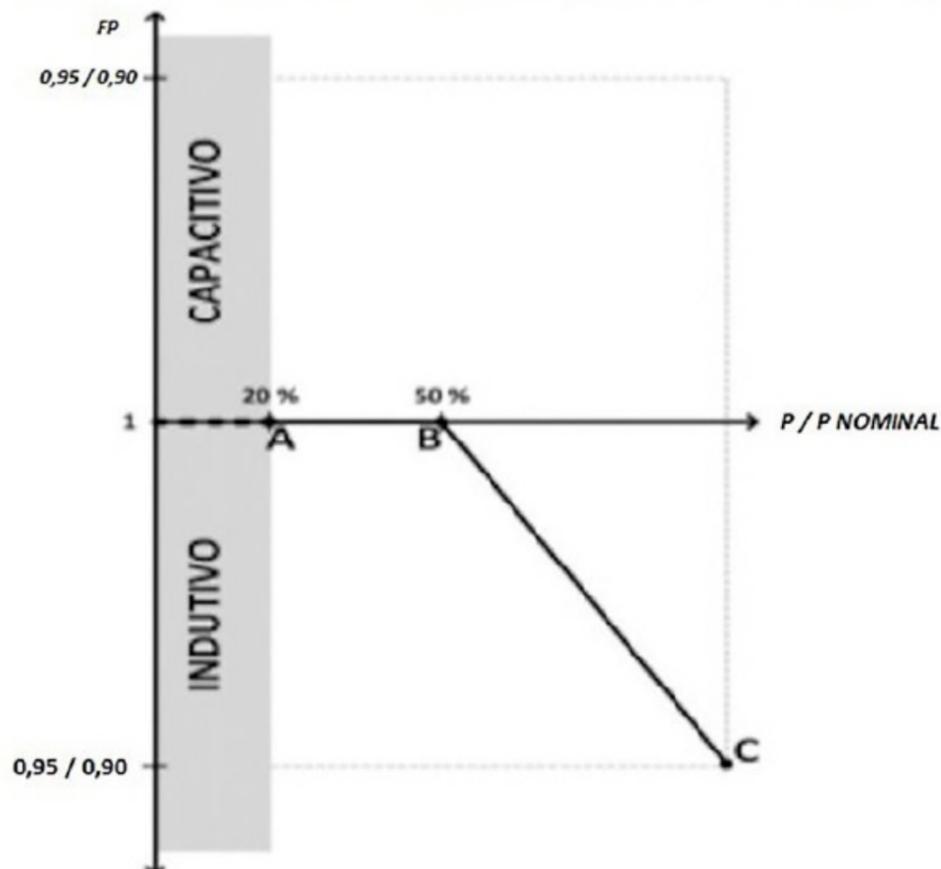
10° a 32°	< 0,5%
-----------	--------

5.4.11 Os inversores on-grid devem ser capazes de operar a porta c.a. com fator de potência unitário, quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do inversor, sendo configurados de fábrica com fator de potência igual a 1.

5.4.12 Os inversores on-grid com potência nominal maior que 3 kW devem apresentar, como opcional, a possibilidade de operar a porta c.a. de acordo com a curva apresentada na Figura 1, conforme sua faixa de potência nominal e fator de potência ajustável:

- a) Potência nominal > 3 kW e ≤ 6 kW: 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo; e
- b) Potência nominal > 6 kW: 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo.

Figura 1 - Curva do fator de potência em função da potência ativa na porta c.a.



5.4.13 Os inversores on-grid com potência nominal maior do que 6 kW devem apresentar, como opcional, a possibilidade de operar a porta c.a. com potência reativa (Var) fixa de até 48,43% (indutiva ou capacitiva) da potência ativa de ensaio.

5.4.14 Os inversores on-grid devem interromper o fornecimento de energia à rede quando a tensão provida externamente a porta c.a. sair da faixa de operação, sendo os tempos de atuação das proteções para condições de subtensão e sobretensão dados pelas Tabela 5 e Tabela 6, respectivamente.

Tabela 5 – Ajustes da função de proteção de subtensão

Estágio	Ajuste padrão		Faixa para possível variação dos ajustes	
	Tensão (p.u.)	Temporização (s)	Tensão (p.u.)	Temporização (s)
1	0,80	2,5	0,50 < U ≤ 0,80	2,5 a 3,0
2	0,50	0,5	0,20 < U ≤ 0,50	0,5 a ajuste do Estágio 1
3	0,20	0,02	0,00 < U ≤ 0,20	0,02 a ajuste do Estágio 2

Nota 1: A atuação da função de proteção do estágio 2 deve se sobrepor à atuação da função de proteção do estágio 1. A atuação da função de proteção do estágio 3 deve se sobrepor à atuação da função de proteção dos estágios 1 e 2.

Nota 2: A temporização corresponde ao intervalo entre a violação do ajuste da função de proteção e a efetiva atuação da função de proteção.

Nota 3: A tolerância admitida até a efetiva abertura do circuito é de +200 ms com relação aos valores de temporização indicados na Tabela 5.

Tabela 6 – Ajustes da função de proteção de sobretensão

Estágio	Ajuste padrão		Faixa para possível variação dos ajustes	
	Tensão (p.u.)	Temporização (s)	Tensão (p.u.)	Temporização (s)
1	1,12	1,0	$1,12 \leq U < 1,18$	1,0 a 1,5
2	1,18	0,02	$1,18 \leq U$	0,02

Nota 1: A atuação da função de proteção do estágio 2 deve se sobrepor à atuação da função de proteção do estágio 1.

Nota 2: A temporização corresponde ao intervalo entre a violação do ajuste da função de proteção e a efetiva atuação da função de proteção.

Nota 3: A tolerância admitida até a efetiva abertura do circuito é de +200 ms com relação aos valores de temporização indicados na Tabela 6.

5.4.15 Os inversores on-grid devem interromper o fornecimento de energia à rede quando a frequência provida externamente à porta c.a. sair da faixa de operação, sendo os tempos de atuação das proteções para condições de subfrequência e sobrefrequência dados pelas Tabela 7 e Tabela 8, respectivamente.

Tabela 7 – Ajustes da função de proteção de subfrequência

Estágio	Ajuste padrão		Faixa para possível variação dos ajustes	
	Frequência (Hz)	Temporização (s)	Frequência (Hz)	Temporização (s)
1	57,4	5,0	$56,9 < f \leq 57,4$	5,0 a 25,0
2	56,9	0,1	$0,0 < f \leq 56,9$	0,1 a ajuste do Estágio 1

Nota 1: A atuação da função de proteção do estágio 2 deve se sobrepor à atuação da função de proteção do estágio 1.

Nota 2: A temporização corresponde ao intervalo entre a violação do ajuste da função de proteção e a efetiva atuação da função de proteção.

Nota 3: A tolerância admitida até a efetiva abertura do circuito é de +200 ms com relação aos valores de temporização indicados na Tabela 7.

Tabela 8 – Ajustes da função de proteção de sobrefrequência

Estágio	Ajuste padrão		Faixa para possível variação dos ajustes	
	Frequência (Hz)	Temporização (s)	Frequência (Hz)	Temporização (s)
1	62,6	10,0	$62,6 \leq f < 63,1$	10,0 a 15,0
2	63,1	0,1	$63,1 \leq f$	0,1

Nota 1: A atuação da função de proteção do estágio 2 deve se sobrepor à atuação da função de proteção do estágio 1.

Nota 2: A temporização corresponde ao intervalo entre a violação do ajuste da função de proteção e a efetiva atuação da função de proteção.

Nota 3: A tolerância admitida até a efetiva abertura do circuito é de +200 ms com relação aos valores de temporização indicados na Tabela 8.

5.4.16 Os inversores on-grid não podem produzir flutuações de tensão (cintilação) que violem os seguintes indicadores de avaliação: $P_{st} > 1,0$; $Plt > 0,65$; $d(t)$ não pode exceder 3,3% por mais que 500 ms; dc não pode exceder 3,3%; d_{max} não pode exceder 4%.

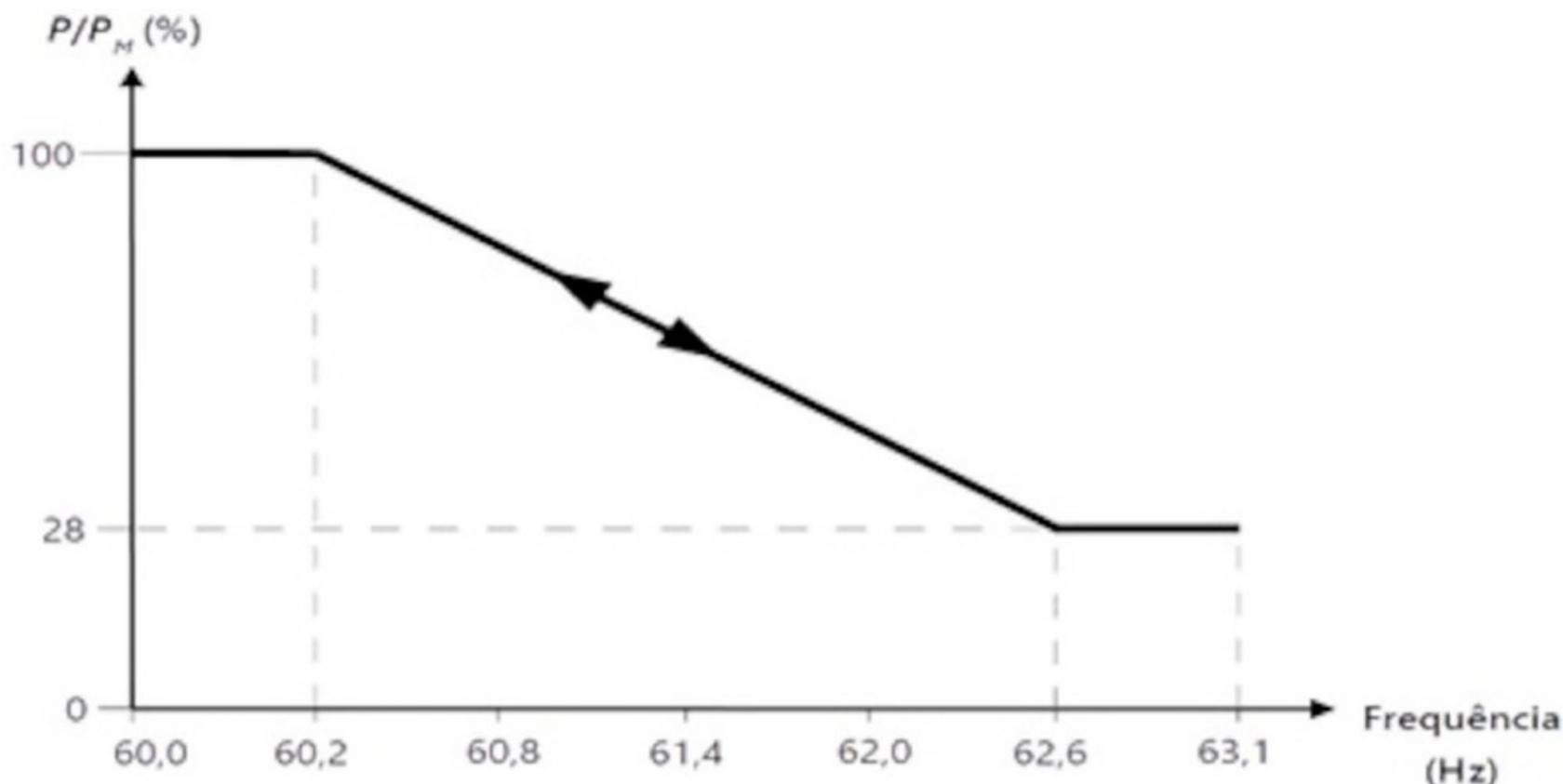
5.4.17 Os inversores on-grid devem cessar de fornecer energia à rede em até 2 s após a desconexão da rede c.a. externa conectada à porta c.a. (ilhamento não intencional).

5.4.18 Os inversores on-grid devem manter a potência ativa injetada na rede, quando estiverem injetando potência na rede c.a. externa através da porta c.a. e a frequência reduzir de 59,8 Hz e permanecer acima de 56,9 Hz, com tolerância máxima de $\pm 2\%$ em relação à potência ativa injetada no

instante em que a frequência reduziu de 59,8 Hz.

5.4.19 Os inversores on-grid, quando estiverem injetando potência na rede c.a. externa através da porta c.a. e a frequência ultrapassar 60,2 Hz e permanecer abaixo de 63,1 Hz, devem controlar a potência ativa injetada na rede conforme a curva apresentada na Figura 2, onde PM é potência ativa injetada no instante em que a frequência excede 60,2 Hz.

Figura 2 - Curva de resposta do inversor on-grid em desvios de sobrefrequência



Nota 1: O tempo para ativação da curva de controle de potência ativa em sobrefrequência, quando o limite de 60,2 Hz for ultrapassado, é dado pela Tabela 9.

Tabela 9 - Tempo de atraso intencional para atuação do inversor on-grid em sobrefrequência

Parâmetro	Ajuste padrão	Faixa para possível variação dos ajustes
Tempo de atraso intencional	0,5 s	0,0 s a 2,0 s

Nota 2: O tempo de resposta para seguimento da curva de controle de potência ativa em sobrefrequência deve ser inferior a 0,2 s.

Nota 3: O tempo de resposta é definido como o tempo necessário para a potência injetada atingir 90% do valor definido pela curva, considerando uma variação em degrau da frequência.

Nota 4: A tolerância para a determinação da frequência deve ser menor que 0,05 Hz.

5.4.20 Os inversores on-grid, quando estiverem injetando potência na rede c.a. externa através da porta c.a., durante eventos transitórios de sobrefrequência e subfrequência, devem permanecer conectados e operando conforme as condições indicadas na Tabela 10.

Tabela 10 – Requisitos de imunidade a variações transitórias de frequência quando o inversor on-grid injeta potência na rede

Frequência (Hz)	Temporização Padrão (s)	Potência fornecida pelo inversor
$f \leq 56,9$	0,1	Não exigido
$56,9 < f \leq 57,4$	5,0	Conforme subitem 5.4.18
$60,2 < f \leq 62,6$	Operação contínua	Condição normal de operação, atendendo adicionalmente os subitens 5.4.18 e 5.4.19
$62,6 < f \leq 63,1$	10,0	Conforme subitem 5.4.19
$63,1 \leq f$	0,1	Não exigido

Nota: O inversor on-grid deve oferecer suporte à rede de acordo com os requisitos estabelecidos nos subitens 5.4.18 e 5.4.19.

5.4.20.1 Quando a frequência da rede voltar à região de condição normal de operação após um evento transitório em que o inversor on-grid cessou ou limitou a potência ativa injetada na rede, de acordo com a Tabela 9, o inversor on-grid deverá voltar a operar com a mesma potência pré-falha em até 200 ms.

5.4.20.2 Adicionalmente, o inversor on-grid deve ser imune a variações de frequência da rede que ocorram a taxas de, pelo menos, 2,1 Hz/s, onde o valor da taxa de variação de frequência deve ser obtido entre médias consecutivas de uma janela deslizante de medição de 100 ms.

5.4.21 Os inversores on-grid, quando estiverem injetando potência na rede c.a. externa através da porta c.a., durante eventos transitórios de sobretensão e subtensão, devem permanecer conectados e operando conforme as condições indicadas na Tabela 11.

Tabela 11 – Requisitos de imunidade a variações transitórias de tensão quando o inversor on-grid injeta potência na rede

Tensão (p.u.)	Temporização padrão (s)	Potência fornecida pelo inversor
$U \leq 0,20$	0,02	Não exigido
$0,20 < U \leq 0,50$	0,5	Não exigido
$0,50 < U \leq 0,80$	2,5	Pode ser reduzida desde que a corrente injetada seja igual ou maior à corrente pré-falha
$0,80 < U < 1,12$	Operação contínua	Condição normal de operação
$1,12 \leq U < 1,18$	1,0	Não exigido
$1,18 \leq U$	0,02	Não exigido

Nota: Os limites devem ser considerados individualmente para cada uma das fases.

5.4.21.1 Quando a tensão da rede voltar à região de operação contínua em condição normal de operação, após um evento transitório em que o inversor on-grid cessou ou limitou a potência ativa injetada na rede, de acordo com a Tabela 10, o inversor deverá voltar a operar com a mesma potência pré-falha em até 200 ms.

5.4.22 Os inversores on-grid, no início da operação ou após uma desconexão da rede c.a. externa através da porta c.a. devido a uma condição anormal da rede, devem retomar o fornecimento de energia à rede quando os parâmetros de tensão e frequência da rede atenderem às condições da Tabela 12.

Tabela 12 – Condições para a conexão ou reconexão

Parâmetro	Ajuste padrão		Faixa para possível variação dos ajustes	
	Valor	Temporização (s)	Valor	Temporização (s)
Frequência mínima para a reconexão	59,5 Hz	180 s	$59,0 \text{ Hz} < f \leq 59,9 \text{ Hz}$	10 s a 300 s
Frequência máxima para a reconexão	60,2 Hz		$60,1 \text{ Hz} < f \leq 61,0 \text{ Hz}$	
Tensão mínima para a reconexão	0,90 p.u.		$0,88 \text{ p.u.} < U \leq 0,95 \text{ p.u.}$	
Tensão máxima para a reconexão	1,10 p.u.		$1,05 \text{ p.u.} < U \leq 1,10 \text{ p.u.}$	

Nota 1: A contagem de tempo deve ser iniciada quando todas as condições de frequência e tensão forem atendidas, devendo ser reinicializada caso ocorra qualquer violação das condições de frequência e tensão durante o intervalo de tempo de análise.

Nota 2: Após o período de temporização, o inversor on-grid deve se conectar ou reconectar.

5.4.22.1 Quando o inversor on-grid se conectar ou reconectar, o início da operação deve ocorrer com uma taxa de variação conforme os requisitos apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Requisitos para a taxa de variação da potência ativa injetada após a conexão ou reconexão

Parâmetro	Ajuste padrão	Faixa para possível variação dos ajustes
Taxa de variação máxima da potência ativa injetada	20% P_{nom} /minuto	$10\% < P_{nom}/minuto \leq 50\%$

Nota: A variação da potência ativa deve ocorrer em rampa, podendo opcionalmente ser implementada através de uma função escada com degrau máximo de 2% de P_{nom} .

5.4.23 Os inversores on-grid com potência nominal superior a 6 kW devem ser capazes de limitar a potência ativa injetada na rede c.a. externa através da porta c.a. por meio de telecomandos entre 10% e 100% da potência nominal.

5.4.23.1 A potência ativa limitada pelo comando externo deve ser atingida no máximo dentro de 1 min após o recebimento do sinal, com tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do sistema, respeitando-se as limitações da potência de entrada do sistema fotovoltaico.

5.4.24 Os inversores on-grid com potência nominal superior a 6 kW devem ser capazes de modular a potência reativa injetada/demandada na rede c.a. externa através da porta c.a. por meio de telecomandos.

5.4.24.1 A potência reativa exigida pelo telecomando deve ser atingida no máximo dentro de 10 s após o recebimento do sinal, com tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do sistema.

5.4.25 Os inversores on-grid devem ser capazes de desconectar ou reconectar o sistema fotovoltaico na rede c.a. através da porta c.a. por meio de telecomandos.

5.4.25.1 A desconexão ou reconexão deve ser realizada em no máximo 1 min após o recebimento do telecomando.

5.4.26 Os inversores on-grid devem apresentar medida de eficiência energética igual ou superior ao valor declarado pelo fabricante na folha de dados ou no manual do produto, com tolerância de -1,00 ponto percentual.

Nota: Para a mensuração e cálculo da eficiência energética devem ser utilizados os parâmetros indicados na norma IEC 62891:2020 (Anexo D - D.1).

5.5 Requisitos técnicos para inversores off-grid

5.5.1 Os inversores off-grid que possuam porta(s) fotovoltaica(s) devem atender aos requisitos técnicos para inversores on-grid estabelecidos nos subitens 5.4.3, 5.4.7, 5.4.8 deste RTQ.

5.5.2 Os inversores off-grid devem restabelecer seu funcionamento normal após a atuação da proteção contra curto-circuito na(s) porta(s) onde é formador de rede c.a., após a remoção da sobrecarga e do rearme das proteções.

5.5.3 Os inversores off-grid, que possuam porta(s) para conexão de baterias ou fonte c.c. externa (exceto arranjo fotovoltaico), devem reestabelecer seu funcionamento normal após a atuação da proteção contra inversão de polaridade.

5.5.4 Os inversores off-grid, na(s) porta(s) onde são formadores de rede c.a., devem fornecer uma forma de onda de tensão senoidal às cargas consumidoras c.a. com distorção harmônica total de tensão em relação à fundamental (60 Hz) menor que 10% em qualquer potência de operação, considerando-se até a 25ª ordem harmônica, dados pela Tabela 14.

Tabela 14 - Limites de distorção harmônica individual de tensão

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão (%)	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5
	7	6,5
	11	4,5
	13	4
	17	2,5
	19	2

	23	2
	25	2
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5
	9	2
	15	1
	21	1
	>21	1
Pares	2	2,5
	4	1,5
	6	1
	8	1
	10	1
	12	1
	>12	1

5.5.5 Os inversores off-grid, na(s) porta(s) onde são formadores de rede c.a., devem fornecer, em regime permanente, uma forma de onda de tensão senoidal às cargas consumidoras c.a. com frequência de 60 Hz, com tolerância de $\pm 0,2$ Hz.

5.5.6 Os inversores off-grid, na(s) porta(s) onde são formadores de rede c.a., devem fornecer, em regime permanente, uma forma de onda de tensão senoidal às cargas consumidoras c.a. com valor eficaz igual à tensão nominal indicada pelo fabricante na folha de dados ou manual do produto, com uma tolerância de -8% a +5%.

5.5.7 Os inversores off-grid, na(s) porta(s) onde são formadores de rede c.a. trifásica, devem apresentar desequilíbrio entre as tensões de linha inferior a 3%.

5.5.8 Os inversores off-grid, na(s) porta(s) onde são formadores de rede c.a., devem manter por pelo menos 10 s as cargas resistivas ligadas, com uma potência total equivalente a 110% da potência nominal do inversor.

5.5.9 Os inversores off-grid deverão suportar uma sobrecarga equivalente à partida de um motor de indução com potência igual a 1/3 de sua potência nominal.

Nota: Para fins de avaliação desse requisito, a partida de motor pode ser reproduzida de forma simulada com auxílio de cargas RL ajustáveis.

5.5.10 Os inversores off-grid não podem apresentar, em qualquer caso, corrente de autoconsumo maior que 3% da corrente quando em plena carga.

Nota: Para equipamentos com controlador de carga e inversor integrados, deve ser considerado apenas o requisito de autoconsumo referente ao inversor.

5.5.11 Os inversores off-grid devem apresentar valores de eficiência, em cada faixa de operação:

³75%, na faixa de operação entre 10% (inclusive) e 20%, da potência nominal;

³80%, na faixa de operação entre 20% (inclusive) e 50%, da potência nominal; e

³85%, na faixa de operação entre 50% (inclusive) e 100%, da potência nominal.

5.5.12 Os inversores off-grid, quando operando com sobrecarga na(s) porta(s) fotovoltaica(s), se houver, não podem sofrer danos.

5.5.13 Os inversores off-grid devem reestabelecer seu funcionamento normal após a atuação da proteção contra inversão de polaridade na(s) porta(s) fotovoltaica(s), se houver.

5.6 Requisitos técnicos para inversores on-grid com bateria

5.6.1 Os inversores on-grid com bateria, quando operam conectados à rede elétrica, devem atender aos requisitos técnicos para inversores on-grid estabelecidos no subitem 5.4 deste RTQ nas seguintes condições:

Inversores on-grid com bateria que apenas injetam potência ativa na rede, devem atender todos os requisitos técnicos para inversores on-grid, estabelecidos no subitem 5.4 deste RTQ;

Inversores on-grid com bateria que apenas absorvem potência ativa da rede, devem atender todos os requisitos técnicos para inversores on-grid, estabelecidos no subitem 5.4 deste RTQ, exceto os subitens 5.4.10 a 5.4.25; e

Inversores on-grid com bateria que injetam e absorvem potência ativa da rede, devem atender todos os requisitos técnicos para inversores on-grid estabelecidos no subitem 5.4 deste RTQ, contudo, os requisitos 5.4.10 a 5.4.25 se aplicam somente quando estão injetando potência ativa na rede.

5.6.2 Os inversores on-grid com bateria devem atender aos requisitos técnicos para inversores off-grid estabelecidos nos subitens 5.5.2 e 5.5.3 deste RTQ.

5.6.3 Os inversores on-grid com bateria, na(s) porta(s) onde são formadores de rede c.a., devem atender aos requisitos técnicos para inversores off-grid estabelecidos nos subitens 5.5.4 a 5.5.9 deste RTQ.

5.6.3.1 Os inversores on-grid com bateria que empregam a mesma porta em que se conecta à rede elétrica c.a. externa para formação de rede c.a. em modo ilhado, devem atender aos requisitos estabelecidos nos subitens 5.5.4 a 5.5.9 somente quando estão em operação ilhada.

5.6.4 Os inversores on-grid com bateria, quando operam ilhados, devem respeitar o período de interrupção de tensão à carga consumidora c.a., de acordo com as especificações do fabricante, na transferência do modo ilhado para o modo conectado à rede.

5.6.5 Os inversores on-grid com bateria, quando operam conectados, devem respeitar o período de interrupção de tensão à carga consumidora c.a., de acordo com as especificações do fabricante, na transferência do modo conectado à rede para o modo ilhado, sem prejuízo às definições do subitem 5.6.1.

5.6.6 Os inversores on-grid com bateria, especificados nas alíneas "a" e "c" do subitem 5.6.1, quando operam conectados à rede, e não estão fornecendo energia às cargas consumidoras e nem carregando ou descarregando as baterias, devem atender ao requisito de eficiência de inversores on-grid estabelecido no subitem 5.4.26 deste RTQ.

5.6.7 Os inversores on-grid com bateria, especificados nas alíneas "b" e "c" do subitem 5.6.1, quando operam ilhados, devem atender ao requisito de eficiência de inversores off-grid estabelecido no subitem 5.5.11 deste RTQ.

5.6.8 Para inversores on-grid com bateria, especificados na alínea "a" do subitem 5.6.1, que nunca operam como formador de rede, não se aplicam os requisitos 5.5.2, 5.5.4, 5.5.5, 5.5.6, 5.5.7, 5.5.8, 5.5.9, 5.6.3, 5.6.4, 5.6.5 e 5.6.7 deste RTQ.

5.7 Requisitos técnicos para emissão de perturbação de radiofrequências

5.7.1 Os controladores, inversores off-grid, inversores on-grid e inversores on-grid com bateria devem atender aos limites aplicáveis de emissão de perturbação de radiofrequência, conforme sua classe de utilização, prescritos em qualquer das seguintes normas: CISPR 11 (CISPR 11:2015, CISPR 11:2015/AMD1:2016, CISPR 11:2015/AMD2:2019); ABNT NBR IEC/CISPR 11:2020; IEC 61000-6-3 (IEC 61000-6-3:2006, IEC 61000-6-3:2006/AMD1:2010, IEC 61000-6-3:2006/AMD1:2010/ISH1:2011, IEC 61000-6-3:2020); IEC 61000-6-4 (IEC 61000-6-4:2006, IEC 61000-6-4:2006/AMD1:2010, IEC 61000-6-4:2006/AMD1:2010/ISH1:2011, IEC 61000-6-4:2018); ou IEC 62920 (IEC 62920:2017, IEC 62920:2017/AMD1:2021).

6. REQUISITOS DE MARCAÇÕES E INFORMAÇÕES OBRIGATÓRIAS NO PRODUTO

6.1 Os equipamentos disponibilizados no mercado nacional devem apresentar marcações e informações claras e em língua portuguesa, que permitam sua rastreabilidade.

6.2 As marcações a seguir devem ser apostas de forma permanente no produto, em partes que não sejam removíveis ou substituíveis, podendo ser por impressão, clichê ou colagem:

a) Nome, razão social e identificação fiscal (CNPJ) do fabricante ou do importador;

b) Designação comercial do produto (modelo e código);

c) Data de fabricação (dia, mês e ano, nesta ordem);

d) País de origem (não sendo aceitas designações através de blocos econômicos, nem indicações por bandeiras de países); e

e) Identificação do lote, número de série ou outra identificação que permita a rastreabilidade do produto.

Nota: As marcações indicadas na alínea "e" são aceitas alternativamente às marcações das alíneas "c" e "d", desde que permitam a rastreabilidade de dados referentes à data de fabricação e país de origem.

6.3 Os módulos devem conter em seu corpo, no mínimo, além das marcações descritas no subitem 6.2, em partes que não sejam removíveis ou substituíveis, as marcações indicadas a seguir, aferidas nas condições STC (standard test conditions):

- a) Tecnologia da célula ou camada semicondutora;
- b) Potência máxima - P_{max} (W);
- c) Tensão de circuito aberto - V_{oc} (V);
- d) Corrente de curto-circuito - I_{sc} (A);
- e) Corrente no ponto de máxima potência - I_{mp} (A);
- f) Tensão no ponto de máxima potência - V_{mp} (V); e
- g) Tensão máxima do sistema fotovoltaico - $V_{max-syst}$ (V).

6.4 Os controladores devem conter em seu corpo, no mínimo, além das marcações descritas no subitem 6.2, em partes que não sejam removíveis ou substituíveis, as marcações indicadas a seguir:

- a) Tensão(ões) c.c. nominal(is) da entrada da bateria (V);
- b) Tensão c.c. máxima da entrada do gerador fotovoltaico (V);
- c) Potência máxima do circuito de carga (W);
- d) Potência máxima do circuito de descarga (W);
- e) Corrente c.c. máxima do circuito de carga (A);
- f) Corrente c.c. máxima do circuito de descarga (A); e
- g) Tecnologia(s) da bateria.

Nota: Caso o controlador possua dimensões que inviabilizem a inserção dos dados de "Potência máxima do circuito de carga" e "Potência máxima do circuito de descarga" (alíneas "c" e "d"), os dados deverão ser apresentados na folha de dados ou no manual do produto.

6.5 As baterias devem conter em seu corpo, no mínimo, além das marcações descritas no subitem 6.2, em partes que não sejam removíveis ou substituíveis, as marcações indicadas a seguir:

- a) Tecnologia da bateria: chumbo-ácido (ventilada, VRLA AGM, VRLA gel, entre outras), níquel-cádmio (ventilada, com recombinação parcial de gases), níquel-hidreto metálico, lítio-íon (LFP, NCA, NMC, entre outras), de sódio, fluxo, etc.;
- b) Classificação quanto à sua aplicação (Fotovoltaica);
- c) Regime de descarga (10 h ou 5 h, conforme a tecnologia);
- d) Tensão nominal; e
- e) Capacidade nominal (Temperatura de 25 °C).

6.6 Os inversores on-grid devem conter em seu corpo, no mínimo, além das marcações descritas no subitem 6.2, em partes que não sejam removíveis ou substituíveis, as marcações indicadas a seguir:

Conexões fotovoltaicas

- a) Tensão c.c. máxima;
- b) Faixa de operação do SPMP;
- c) Corrente c.c. máxima (por entrada).

Conexão com a rede

- d) Potência c.a. nominal;
- e) Tensão c.a. nominal;
- f) Frequência nominal;
- g) Corrente c.a. máxima absorvida;
- h) Corrente c.a. máxima fornecida;

Outras características

- i) Faixa de temperatura ambiente de operação;
- j) Grau de proteção (IP);

k) Sistema de detecção e interrupção de arcos elétricos série ("Apenas Detecção de Arcos (AFD)" ou "Detecção e Interrupção de Arcos (AFPE)" ou "Não possui sistema de detecção e interrupção de arcos elétricos");

Identificação dos terminais

l) Indicação pela sigla "PE" ou pelo símbolo para o terminal da fiação de conexão do condutor terra de proteção;

m) Indicação pela letra maiúscula "N" para os terminais exclusivamente destinados à conexão do condutor neutro da rede elétrica c.a. (se aplicável); e

Sinalização de advertência

n) "Atenção: verificar no manual do equipamento a forma adequada de realizar a instalação elétrica e se há necessidade de dispositivos de proteções elétrica adicionais".

6.7 Os inversores off-grid devem conter em seu corpo, no mínimo, além das marcações descritas no subitem 6.2, em partes que não sejam removíveis ou substituíveis, as marcações indicadas a seguir:

Conexões fotovoltaicas

- a) Tensão c.c. máxima;
- b) Faixa de operação do SPMP;
- c) Corrente c.c. máxima (por entrada).

Conexão de baterias

- d) Tensão máxima;
- e) Faixa de tensão de operação;
- f) Corrente máxima de carga/descarga;
- g) Tecnologia(s) de baterias;

Conexão de saída c.a.

- h) Potência c.a. nominal;
- i) Tensão c.a. nominal;
- j) Frequência nominal;
- k) Corrente c.a. máxima;

Outras características

- l) Faixa de temperatura ambiente de operação;
- m) Grau de proteção (IP);

n) Sistema de detecção e interrupção de arcos elétricos série ("Apenas Detecção de Arcos (AFD)" ou "Detecção e Interrupção de Arcos (AFPE)" ou "Não possui sistema de detecção e interrupção de arcos elétricos");

Identificação dos terminais

- o) Indicação pela sigla "PE" ou pelo símbolo $\frac{\perp}{=}$ para o terminal da fiação de conexão do condutor terra de proteção;
- p) Indicação pela letra maiúscula "N" para os terminais exclusivamente destinados à conexão do condutor neutro da rede elétrica c.a. (se aplicável); e

Sinalização de advertência

- q) **“Atenção: verificar no manual do equipamento a forma adequada de realizar a instalação elétrica e se há necessidade de dispositivos de proteções elétricas adicionais”.**

6.8 Os inversores on-grid com bateria devem conter em seu corpo, no mínimo, além das marcações descritas no subitem 6.2, em partes que não sejam removíveis ou substituíveis, as marcações indicadas a seguir:

Conexões fotovoltaicas

- a) Tensão c.c. máxima;
- b) Faixa de operação do SPMP;
- c) Corrente c.c. máxima (por entrada).

Conexão de baterias

- d) Tensão máxima;
- e) Faixa de tensão de operação;
- f) Corrente máxima de carga/descarga;
- g) Tecnologia(s) de baterias;

Conexão com a rede

- h) Potência c.a. nominal;
- i) Tensão c.a. nominal;
- j) Frequência nominal;
- k) Corrente c.a. máxima absorvida;
- l) Corrente c.a. máxima fornecida;

Conexão com cargas isoladas (se houver)

- m) Potência c.a. nominal;
- n) Tensão c.a. nominal;
- o) Frequência nominal;
- p) Corrente c.a. máxima;

Outras características

- q) Faixa de temperatura ambiente de operação;
- r) Grau de proteção (IP);

s) Sistema de detecção e interrupção de arcos elétricos série (" Detecção de Arcos Elétricos (AFD)" ou "Detecção e Interrupção de Arcos (AFPE)" ou "Não possui sistema de detecção e interrupção de arcos elétricos");

Identificação dos terminais

- t) Indicação pela sigla "PE" ou pelo símbolo $\frac{\perp}{=}$ para o terminal da fiação de conexão do condutor terra de proteção;
- u) Indicação pela letra maiúscula "N" para os terminais exclusivamente destinados à conexão do condutor neutro da rede elétrica c.a. (se aplicável); e

Sinalização de advertência

- v) **“Atenção: verificar no manual do equipamento a forma adequada de realizar a instalação elétrica e se há necessidade de dispositivos de proteções elétricas adicionais”.**

7. REQUISITOS DO MANUAL DO PRODUTO

7.1 Os equipamentos devem ser comercializados com manual do produto, contendo, no mínimo, as seções "ADVERTÊNCIAS", "ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS" e "ORIENTAÇÕES" abrangendo as advertências de segurança, as características técnicas dos equipamentos e as orientações para sua instalação, operação, manutenção, reciclagem e logística reversa.

Nota 1: Nas especificações técnicas devem ser detalhadas as faixas de valores operacionais dos equipamentos, em valores mensuráveis, sendo informadas as respectivas tolerâncias assumidas.

Nota 2: Os dados referentes ao desempenho do equipamento, tais como sua eficiência energética, devem constar no manual ou na folha de dados do produto.

7.2 O manual do produto deve conter texto que ressalte a importância da leitura atenciosa e a guarda do manual para eventuais consultas, tal como "IMPORTANTE LER COM ATENÇÃO E GUARDAR PARA EVENTUAIS CONSULTAS", em letras não inferiores a 4 mm de altura e com destaque em negrito.

7.3 O manual do produto deve conter informações para orientar a redução de consequências de riscos previsíveis relacionados ao uso do produto, sendo, o fabricante nacional ou o importador, os responsáveis por prover estas informações.

7.4 No manual do produto deve constar a razão social, CNPJ, endereço, e-mail e/ou telefone do SAC do responsável legal pelo equipamento no país.

7.5 O texto do manual do produto deve ser redigido em Língua Portuguesa e usando as unidades de medidas do Sistema Internacional.

7.6 Especificamente no manual de inversores devem constar as seguintes sinalizações de advertência, quando aplicável:

- a) "Atenção: necessita de dispositivo externo de proteção";
- b) "Atenção: necessita de dispositivo de interrupção multipolar para desconexão dos condutores de corrente"; e
- c) "Atenção: necessita de dispositivo de corrente residual (DR) externo, adequado para proteção contra choque elétrico, de acordo com a norma ABNT NBR 5410".

ANEXO II

REQUISITOS DE AVALIAÇÃO DA CONFORMIDADE PARA EQUIPAMENTOS DE GERAÇÃO, CONDICIONAMENTO E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

1. OBJETIVO

Estabelecer os critérios e procedimentos para a avaliação da conformidade de Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos, com foco na segurança e desempenho, por meio do mecanismo de declaração da conformidade do fornecedor, visando à proteção dos usuários, segurança elétrica e eficiência energética.

Nota: Para simplicidade de texto, os equipamentos abrangidos por este regulamento foram referenciados de forma simplificada como:

- Equipamentos": equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos;
- Módulos": módulos fotovoltaicos com potência nominal igual ou superior a 5 Wp, de células de silício, de camadas semicondutoras de filmes finos ou híbridas (heterojunção); de tipos com ou sem moldura; de tipos monofacial ou bifacial; de tipos rígido, flexível ou semiflexível; de tipos independente, aplicado ou integrado a edificações;
- Controladores": controladores de carga e/ou descarga de baterias de tipos PWM ou MPPT;
- Baterias": baterias de uso em sistemas fotovoltaicos de tecnologias eletroquímicas de chumbo-ácido, níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico, lítio-íon, sódio cloreto de níquel, fluxo ou outras;
- Inversores on-grid": inversores com potência nominal até 75 kW, de uso em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica; sem armazenamento de energia;
- Inversores off-grid": inversores com potência nominal até 75 kW, de uso em sistemas fotovoltaicos isolados; e

- Inversores on-grid com bateria": inversores com potência nominal até 75 kW, de uso em sistemas fotovoltaicos isolados ou conectados à rede elétrica; com armazenamento de energia.

1.1 Agrupamento para Efeito da Declaração da Conformidade do Fornecedor

1.1.1 Para a declaração da conformidade do fornecedor de módulos e baterias (de chumbo-ácido, níquel cádmio), aplica-se o conceito de família, conforme as definições estabelecidas, respectivamente, nos subitens 2.1 do Anexo Específico A e 2.2 do Anexo Específico C, deste RAC.

1.1.2 Para a declaração da conformidade do fornecedor de controladores, inversores off-grid, inversores on-grid, inversores on-grid com baterias, além de baterias eletroquímicas diferentes das citadas em 1.1.1, aplica-se o conceito de modelo, conforme as definições estabelecidas, respectivamente, nos subitens 2.1 do Anexo Específico B, 2.3 do Anexo Específico C, 2.1 do Anexo Específico D, 2.1 do Anexo Específico E e 2.2 do Anexo Específico F, deste RAC.

2. SIGLAS

Para fins deste RAC, são adotadas as siglas apresentadas nos documentos complementares citados no item 3, nas normas técnicas citadas nos Anexos Específicos, além das seguintes.

ENCE	Etiqueta Nacional de Conservação de Energia
PET	Planilha de Especificações Técnicas
Prodist	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RGDF Produtos	Requisitos Gerais para Declaração da Conformidade do Fornecedor de Produtos

3. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

São adotados os documentos complementares do RGDF Produtos, os citados nos Anexos Específicos deste RAC, além dos seguintes.

ABNT NBR 10899:2020	Energia solar fotovoltaica Terminologia
Portaria Inmetro nº 140, de 2021	Aprova os Requisitos Gerais de Declaração da Conformidade do Fornecedor de Produtos - RGDF Produtos
Resoluções normativas vigentes, publicadas pela Aneel	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST

4. DEFINIÇÕES

Para fins deste RAC, são adotadas as definições apresentadas nos documentos complementares citados no item 3, nas normas técnicas citadas nos Anexos Específicos, além da seguinte.

4.1 Planilha de Especificações Técnicas - PET

Memorial descritivo com informações referentes aos modelos ou família de produtos, anexado à declaração da conformidade do fornecedor, de acordo com os modelos estabelecidos nos Anexos A dos Anexos Específicos deste RAC.

5. MECANISMO DE AVALIAÇÃO DA CONFORMIDADE

O mecanismo de avaliação da conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos é o da Declaração da Conformidade do Fornecedor.

6. ETAPAS DA AVALIAÇÃO DA CONFORMIDADE

6.1 Avaliação inicial

6.1.1 Ensaios iniciais

Os critérios para os ensaios iniciais devem seguir o estabelecido no RGDF Produtos e nos Anexos Específicos deste RAC.

6.1.1.1 Definição dos ensaios a serem realizados

Os critérios para a definição dos ensaios a serem realizados devem seguir o estabelecido no RGDF Produtos e nos Anexos Específicos deste RAC.

Os ensaios devem ser realizados na frequência de 60 Hz, quando o ensaio exigir uma frequência de rede.

6.1.1.2 Definição da amostragem

Os critérios para a definição da amostragem devem seguir o estabelecido no RGDF Produtos e nos Anexos Específicos deste RAC.

6.1.1.3 Definição do laboratório

6.1.1.3.1 Os critérios para a definição do laboratório devem seguir o estabelecido no RGDF Produtos, exceto pelo que segue.

6.1.1.3.2 Os ensaios devem ser realizados em laboratório de 3ª parte, nacional ou estrangeiro, acreditado pelo Inmetro/Cgcre ou por organismo de acreditação signatário de acordo de reconhecimento mútuo do IAAC ou ILAC, ou em laboratório designado pelo Inmetro.

6.1.2 Emissão da declaração da conformidade do fornecedor

Os critérios para Emissão da Declaração da Conformidade do Fornecedor devem seguir o estabelecido no RGDF Produtos e nos Anexos Específicos deste RAC.

O fornecedor deve emitir uma Declaração da Conformidade do Fornecedor por modelo ou família de produtos, acompanhada da documentação especificada no RGDF Produtos, além dos seguintes:

a) Planilha de Especificações Técnicas (PET) referente ao modelo ou família de produtos submetida aos ensaios, conforme as disposições dos Anexos Específicos deste RAC;

b) Relatório(s) de ensaios referente ao modelo ou família de produtos, conforme as disposições dos Anexos Específicos deste RAC; e

c) Relatório de ensaios ou certificado da conformidade de peças ou componentes referente ao modelo ou família de produtos, quando aplicável, conforme as disposições dos Anexos Específicos deste RAC.

Nota: O arquivo editável da PET deve ser obtido na página <https://www.gov.br/inmetro/pt-br/assuntos/avaliacao-da-conformidade/programa-brasileiro-de-etiquetagem>.

6.1.2.1 Validade da declaração da conformidade do fornecedor

Os critérios para validade da declaração da conformidade do fornecedor devem seguir o estabelecido no RGDF Produtos. A validade da declaração da conformidade do fornecedor é de 6 (seis) anos.

6.2 Avaliação de manutenção

Após a emissão da declaração da conformidade, é de responsabilidade do fornecedor manter as condições técnico-organizacionais que deram origem à declaração da conformidade na avaliação inicial.

6.2.1 Ensaios de manutenção

Os critérios para os ensaios de manutenção devem seguir o estabelecido no RGDF Produtos e nos Anexos Específicos deste RAC.

6.2.1.1 Definição de ensaios de manutenção a serem realizados

6.2.1.1.1 Os critérios para a definição dos ensaios de manutenção a serem realizados devem seguir o estabelecido no RGDF Produtos e nos Anexos Específicos deste RAC. Os ensaios de manutenção devem ser realizados a cada 36 (meses) meses.

6.2.1.1.2 Os relatórios de ensaios devem ter, no máximo, 1 (um) ano de realização quando apresentados ao Inmetro na etapa de avaliação de manutenção da declaração do fornecedor.

6.2.1.2 Definição da amostragem de manutenção

Os critérios para a definição dos ensaios de manutenção devem seguir o estabelecido no RGDF Produtos e nos Anexos Específicos deste RAC.

6.2.1.3 Definição do laboratório

Os critérios para a definição do laboratório devem seguir o estabelecido no subitem 6.1.1.3 deste RAC.

6.3 Avaliação de Renovação

Os critérios para a avaliação de renovação devem seguir o estabelecido no RGDF Produtos e ocorrer a cada 6 (seis) anos.

7. ENCERRAMENTO DA DECLARAÇÃO DA CONFORMIDADE DO FORNECEDOR

Os critérios para o encerramento da declaração da conformidade do fornecedor devem seguir o estabelecido no RGDF Produtos.

8. SELO DE IDENTIFICAÇÃO DA CONFORMIDADE

Os critérios para o Selo de Identificação da Conformidade devem seguir o estabelecido no RGDF Produtos.

Para fins da identificação da conformidade de Equipamentos para Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos, adota-se a Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE), conforme os critérios definidos no Anexo III.

A ENCE deve ser aposta no produto ou em sua embalagem, conforme previsto no Anexo III. Quando a ENCE for aposta apenas na embalagem, é obrigatória a marcação do nº do registro (no padrão XXXXXX/ANO) no produto.

9. AUTORIZAÇÃO PARA USO DO SELO DE IDENTIFICAÇÃO DA CONFORMIDADE

Os critérios para a autorização para uso do Selo de Identificação da Conformidade devem seguir o estabelecido no RGDF Produtos.

10. RESPONSABILIDADES E OBRIGAÇÕES

As responsabilidades e obrigações do detentor da Declaração da Conformidade do Fornecedor estão definidas no RGDF Produtos.

11. DENÚNCIAS, RECLAMAÇÕES E SUGESTÕES

Os canais para o recebimento de denúncias, reclamações e sugestões estão definidos no RGDF Produtos.

ANEXO ESPECÍFICO A - MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

1. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

RTQ	Regulamento Técnico da Qualidade para Equipamentos para Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos.
IEC 61215-1:2021	Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements.
IEC 61215-1-1:2021	Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules.
IEC 61215-1-2:2021	Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-2: Special requirements for testing of thin-film Cadmium Telluride (CdTe) based photovoltaic (PV) modules.
IEC 61215-1-3:2021	Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-3: Special requirements for testing of thin-film amorphous silicon based photovoltaic (PV) modules.
IEC 61215-1-4:2021	Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-4: Special requirements for testing of thin-film Cu (In,Ga)(S,Se) ₂ based photovoltaic (PV) modules.
IEC 61215-2:2021	Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 2: Test procedures.

2. DEFINIÇÕES

2.1 Família de módulos fotovoltaicos

Conjunto de modelos de módulos fotovoltaicos agrupados por apresentarem: (i) mesma unidade fabril; (ii) mesma tecnologia e materiais construtivos das células fotovoltaicas; (iii) mesma quantidade de faces ativas (monofacial ou bifacial); (iv) mesmas dimensões, quantidades e forma de conexão das células; (v) mesma área do módulo. Pode variar, dentro da mesma família, a potência nominal.

Nota: Para telhas fotovoltaicas é admitida uma tolerância de 20% na medida de área.

3. ENSAIOS

3.1 Definição dos ensaios a serem realizados

3.1.1 Os ensaios devem seguir os requisitos e procedimentos especificados nas normas IEC 61215-1, IEC 61215-1-1, IEC 61215-1-2, IEC 61215-1-3, IEC 61215-1-4, IEC 61215-2 e neste Anexo Específico.

3.1.2 A definição dos ensaios deve considerar o agrupamento por família, conforme definição apresentada no subitem 2.1 deste Anexo Específico.

3.1.3 Os ensaios para determinação das características elétricas dos módulos devem ser realizados nas condições padrão de ensaio (STC - standard test conditions, 25 °C; AM 1.5; 1000 W/m²).

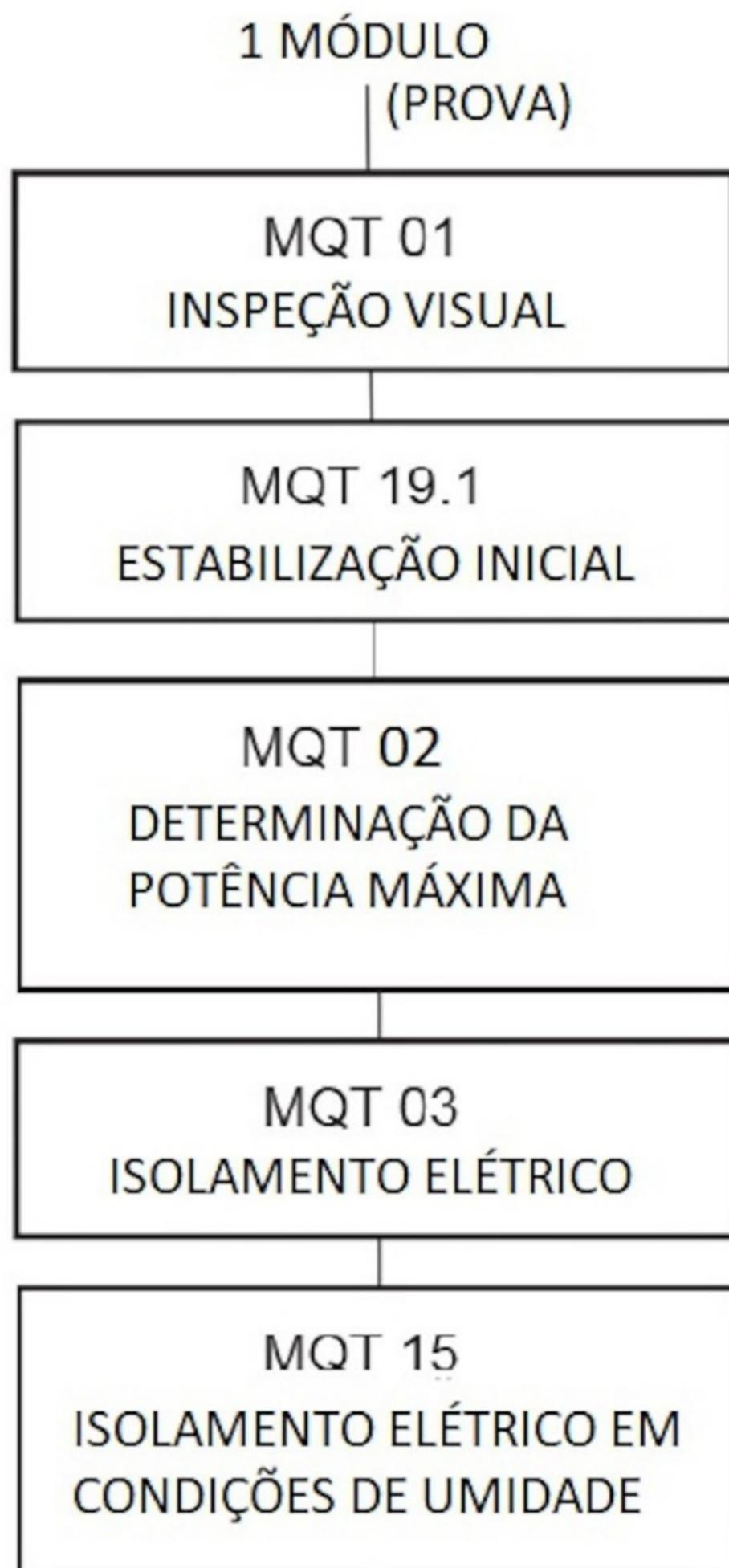
3.1.4 A conformidade dos módulos quanto aos requisitos estabelecidos no RTQ deve ser demonstrada pelos ensaios indicados na Tabela 1, a serem ensaiados na sequência indicada no fluxograma da Figura 1.

Tabela 1 – Definição dos ensaios

Item do RTQ	Ensaio/ Procedimentos	Procedimento		Etapas da Avaliação da Conformidade		
		Base Normativa	Item	Inicial	Manutenção	Renovação
				Mês 0	36 meses	72 meses
5.1.1 6.2 6.3	1. Inspeção Visual (MQT 01 - Visual Inspection)	IEC 61215-2	4.1	Ensaio 1, 2, 3 realizados em todos os modelos da família Ensaio 4 e 5 realizados no(s) modelo(s) representativo(s) da família	Todos os ensaios realizados no(s) modelo(s) representativo(s) da família	Ensaio 1, 2, 3 realizados em todos os modelos da família Ensaio 4 e 5 realizados no(s) modelo(s) representativo(s) da família
5.1.5	2. Estabilização Inicial (MQT 19.1 - Initial Stabilization)		4.19.5			
5.1.5	3. Determinação de Potência Máxima (MQT 02 - Maximum Power Determination)		4.2			
5.1.2	4. Isolamento Elétrico (MQT 03 - Insulation Test)		4.3			
5.1.3	5. Resistência de Isolamento em Condições Úmidas (MQT 15 - Wet Leakage Current)		4.15			

Figura 1 - Fluxograma de ensaios de módulos

1 MÓDULO (CONTROLE)



3.1.5 Ao longo dos ensaios das etapas de avaliação, deve haver um revezamento do(s) modelo(s) representativo(s) ensaiados, a critério do fornecedor, de modo a abranger a totalidade dos modelos da família ensaiados ao longo das etapas de avaliação inicial, de manutenção e de renovação.

3.1.6 Na inspeção visual, além das verificações previstas na norma IEC 61215, deve ser verificada a presença das informações mínimas, conforme disposto nos subitens 6.2 e 6.3 do RTQ.

3.2 Definição da amostragem

Para a realização de todos os ensaios elencados na Tabela 1 devem ser disponibilizadas, pelo menos, 2 unidades de módulos de cada modelo da família.

3.3 Critérios de aceitação

3.3.1 Os critérios de aceitação das amostras ensaiadas devem seguir as especificações das normas IEC 61215-1, IEC 61215-1-1, IEC 61215-1-2, IEC 61215-1-3 e IEC 61215-1-4, além dos que seguem.

3.3.2 Após a inspeção visual, o módulo não pode apresentar defeitos visuais, tais como:

- a) Superfície externa quebrada, rasgada ou rachada;

- b) Superfície externa envergada ou desalinhada, incluindo-se o substrato, frame ou caixa de junção;
- c) Bolhas ou delaminação;
- d) Evidência de queima ou fusão de quaisquer componentes;
- e) Perda de resistência mecânica que possa afetar a instalação ou operação do módulo fotovoltaico;
- f) Células rachadas ou quebradas de modo a comprometer mais de 10% da área ativa da célula do circuito elétrico do módulo fotovoltaico;
- g) Vazios ou corrosões visíveis em quaisquer das camadas ativas do circuito do módulo fotovoltaico, compreendendo mais de 10% da área de qualquer célula fotovoltaica;
- h) Interconexões, junções ou terminais quebrados;
- i) Curto-circuito entre quaisquer partes alimentadas eletricamente; ou
- j) Presença de corpos estranhos na área ativa do módulo fotovoltaico.

3.3.3 Após a realização do ensaio de determinação de potência máxima, os módulos não podem apresentar medida de potência menor que 100% ou maior que 105%, da potência nominal declarada na PET pelo fornecedor, aferidas nas condições padrão de ensaio (STC - standard test conditions).

3.3.4 Após o ensaio de resistência de isolamento em condições úmidas, os módulos devem apresentar isolamento entre seus terminais e sua moldura, em condições de umidade, com valor de resistência elétrica $\geq 40 \text{ M}\Omega \cdot \text{m}^2$ para módulos com área maior que $0,1 \text{ m}^2$, e resistência $\geq 400 \text{ M}\Omega$ para módulos com área menor que $0,1 \text{ m}^2$.

3.4 Classificação de desempenho energético

3.4.1 Após a realização dos ensaios, a eficiência nominal do módulo deve ser calculada pela razão entre a potência elétrica nominal fornecida pelo módulo nas condições STC (standard test conditions) e o produto de sua área total (incluindo a sua moldura externa), pela irradiância.

3.4.2 A partir do resultado da eficiência nominal, a família de módulos deve ser classificada quanto ao seu desempenho, de acordo com as classes indicadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Classes de desempenho de módulos fotovoltaicos

Classe	Desempenho (N)
A	$N \geq 20,0\%$
B	$20,0\% > N \geq 18,0\%$
C	$18,0\% > N \geq 16,0\%$
D	$16,0\% > N \geq 14,0\%$
E	$N < 14,0\%$

3.4.3 Para fins de determinação da classe de desempenho, a área do módulo deve ser especificada em mm^2 , no cálculo da área externa, e na conversão de mm^2 para m^2 , devem ser consideradas duas casas decimais.

Exemplar de controlador de: (i) mesma unidade fabril; (ii) mesmos níveis de tensões de circuito do banco de baterias; (iii) mesma tecnologia (PWM ou MPPT); (iv) mesmas correntes de operação do circuito do banco de baterias.

Nota: Podem ser consideradas versões de um mesmo modelo a opção da porta de carga, o formato da caixa, os dimensionais externos, os elementos estéticos e as variações em acessórios e recursos adicionais (tais como a existência de visor/display, de interfaces de comunicação entre equipamentos, de dispositivo wi-fi, etc.).

3. ENSAIOS

3.1 Definição dos ensaios a serem realizados

3.1.1 Os ensaios devem seguir os procedimentos especificados no Anexo B deste Anexo Específico B.

3.1.2 A definição de ensaios deve considerar o agrupamento por modelo de controlador, conforme definição apresentada no subitem 2.1 deste Anexo Específico B.

3.1.3 A conformidade dos controladores quanto aos requisitos do RTQ deve ser demonstrada pelos ensaios enumerados na Tabela 1.

Tabela 1 – Definição dos ensaios

Item do RTQ	Ensaio/ Procedimentos	Procedimento		Etapas da Avaliação da Conformidade		
		Base Normativa	Item	Inicial	Manutenção	Renovação
				Mês 0	36 meses	72 meses
5.2.4 6.2 6.4	1. Inspeção Visual	Anexo Específico B (Anexo B)	4	Todos os ensaios realizados no modelo	Ensaio 1, 2, 3, 4, 5, 6, 9, 11 realizados no modelo	Todos os ensaios realizados no modelo
5.2.1	2. Proteção Contra Sobretensão nos Terminais do Gerador FV		6.1			
5.2.1	3. Proteção Contra Inversão de Polaridade do Gerador FV		6.2			
5.2.1	4. Proteção Contra Inversão de Polaridade da Bateria		6.3			
5.2.1	5. Proteção Contra Inversão na Sequência de Conexão Bateria e Gerador FV		6.4			
5.2.1	6. Proteção Contra Curto-circuito na Carga		6.5			

Item do RTQ	Ensaio/ Procedimentos	Procedimento		Etapas da Avaliação da Conformidade		
		Base Normativa	Item	Inicial	Manutenção	Renovação
				Mês 0	36 meses	72 meses
5.2.2	7. Autoconsumo	Anexo Específico B (Anexo B)	7.1	Todos os ensaios realizados no modelo	Ensaio 1, 2, 3, 4, 5, 6, 9, 11 realizados no modelo	Todos os ensaios realizados no modelo
5.2.3	8. Perdas Internas entre os Terminais do Gerador FV e os da Bateria		7.2			
5.2.3	9. Perdas Internas entre os Terminais da Bateria e os da Carga		7.3			
5.2.1	10. Determinação dos valores HVD e HVR		7.4			
5.2.1	11. Determinação dos valores HVD e HVR - compensação por temperatura		7.5			
5.2.1	12. Determinação dos valores LVD e LVR		7.6			

3.1.4 Os controladores que possuem apenas as funções de carga e/ou descarga, devem ter tais funcionalidades avaliadas.

3.1.5 Para os controladores com funções não contempladas nos procedimentos apresentados, os ensaios deverão ser feitos o mais fielmente possível, desde que as particularidades do produto sejam informadas pelo fabricante.

3.2 Definição da amostragem

3.2.1 Para a realização de todos os ensaios elencados na Tabela 1 deve ser disponibilizada, pelo menos, 1 unidade de controlador do modelo.

3.2.2 O fornecedor é responsável pelo envio, juntamente com as amostras, de todos os dispositivos necessários para a realização dos ensaios, incluindo-se o manual de operação em português, fusíveis (se houver), proteções externas (se necessárias), conectores específicos, etc.

3.3 Critérios de aceitação

3.3.1 Os critérios de aceitação das amostras ensaiadas devem seguir as especificações definidas no Anexo B deste Anexo Específico B.

3.3.2 A amostra é considerada conforme se, nos respectivos ensaios, atender a todos os requisitos dispostos nos subitem 5.2 do RTQ.

ANEXO A – MODELO DE PLANILHA DE ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS (PET) DE CONTROLADORES

INMETRO		PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM																
		PLANILHA DE ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS	APROVAÇÃO: xx/xx/xx	ORIGEM: INMETRO														
CONTROLADORES		N.º REVISÃO: xx	ÚLTIMA REVISÃO: xx/xx/xx															
1 FABRICANTE		2 FORNECEDOR																
Razão Social: <fornecedor responsável pela manufatura do produto> CNPJ/CPF: <se o fabricante estiver estabelecido no país> Endereço: <rua, número, bairro, cidade, estado, país, cep> Telefone: <+xx(xx)xxxx-xxxx> E-mail: <xxxxxx@xxxxx.xxx.xx> Nome do Responsável: <na empresa fabricante>		Razão Social: <fornecedor legalmente estabelecido no país responsável pelo registro do produto> CNPJ/CPF: <se o fabricante estiver estabelecido no país> Endereço: <rua, número, bairro, cidade, estado, país, cep> Telefone: <+xx(xx)xxxx-xxxx> E-mail: <xxxxxx@xxxxx.xxx.xx> Nome do Responsável: <na empresa fornecedora>																
3 IDENTIFICAÇÃO DO MODELO DE CONTROLADOR																		
Nome do modelo de controlador: <nomear o modelo com o mesmo nome cadastrado no processo de registro, seguindo o padrão: Controlador - Marca - Modelo - Tecnologia – Tensão(ões) de circuito do banco de baterias> Unidade fabril: <endereço da unidade fabril onde o produto foi fabricado> Tecnologia eletroquímica da bateria: <especificar> Nível(is) de tensão(ões) de circuito do banco de baterias: <XX Vcc>																		
Características nas condições padrão de teste (STC)																		
MODELO / CÓDIGO	Corrente máxima circuito carga (load) (A)	Corrente máxima circuito carga (A)	Tensão máxima entrada do gerador FV (V)	Potência máxima circuito carga (W)	Potência máxima circuito descarga (W)	Controle de carga c/ SPMP (sim/não)	Faixa de tensão de operação do SPMP (se houver) (V)	Controle de descarga (sim/não)	Tensão Desconex. Baixa Tensão (Desconex. Carga) (Low Voltage Disconnect - LVD) (V)	Tensão Reconexão Após Corte Baixa Tensão (Reconexão Carga) (Low Voltage Reconnect - LVR) (V)	Tensão Desconex. Alta Tensão (High Voltage Disconnect - HVD) (V)	Tensão Reconexão Após Corte Alta Tensão (High Voltage Reconnect - HVR) (V)	Temperat. referência para as tensões dos pontos de ajuste do controlad. (°C)	Fator de correção de tensão máxima da bateria (HVD) em função da temperat. – FC (mV/°C)	Tempo de atraso p/ desconex. da carga (se existir) – tDF (s)	Tempo de atraso p/ reconexão da carga (se existir) – tRF (s)	Faixa de temperat. Operação (°C)	
<Modelo x>																		
4 COMPATIBILIDADE ELETROMAGNÉTICA																		
Equipamento conforme os requisitos de emissão de perturbação de radiofrequências, de acordo com o estabelecido na norma <XXX XXXX/Ano>, itens/seções <XXXXXX>, para aplicação <residencial, industrial ou residencial e industrial>.																		
5 OBSERVAÇÕES																		
<observações complementares, se houver>																		
6 DATA		7 ASSINATURA DO FORNECEDOR (responsável legal pela empresa)																
xx/xx/xxxx																		
		Somente assinatura																
		Carimbo (se houver)																

Nota: Para os modelos que operam em diferentes níveis de tensão, cada nível deve ser especificado em uma linha da PET com as respectivas informações.

ANEXO B - METODOLOGIA DE ENSAIO DE CONTROLADORES

1. INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO

1.1 Os instrumentos de medição empregados para a realização dos ensaios devem atender às especificações indicadas na Tabela 1.

Tabela 1 - Especificações dos instrumentos de medição

Descrição	Exatidão Igual ou Superior
Voltímetro	±0,5%
Amperímetro	±1%
Termômetro	±1 °C
Cronômetro	±1s

Nota 1: As tolerâncias contemplam a precisão combinada dos instrumentos e dos métodos de medição utilizados.

Nota 2: O amperímetro pode ser substituído pelo derivador de corrente (shunt) e um voltímetro.

2. APARELHOS E COMPONENTES

2.1 Os aparelhos e componentes utilizados nos ensaios devem atender às especificações indicadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Especificações dos aparelhos e componentes

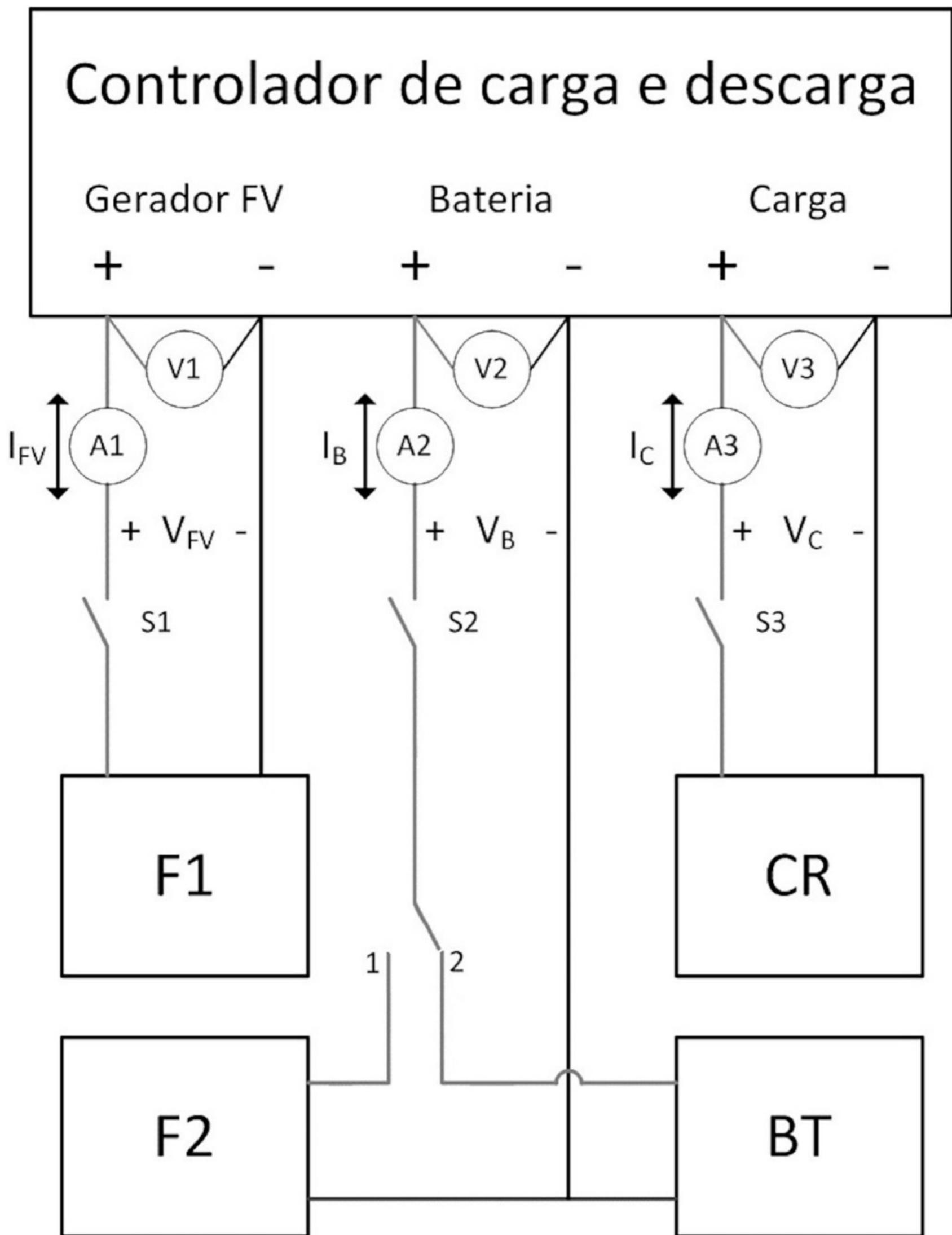
Aparelho / Componente	Qtd.	Observações
Controlador	1	Amostra de ensaio
Climatizador	1	Capaz de manter a temperatura do ambiente de ensaio a 45°C (± 3 °C).
Fonte 1 (F1)	1	Fonte c.c. de tensão e corrente que simule a curva I-V de um gerador FV compatível com os valores nominais do controlador. Nos casos em que o controlador de carga e descarga não possua SPMP, pode-se utilizar uma Fonte c.c. convencional compatível com os valores nominais do controlador e capaz de alternar automaticamente entre fonte de tensão e de corrente de acordo com seu carregamento.
Fonte 2 (F2)	1	Fonte c.c. de tensão compatível com os valores nominais do controlador. Deve ser capaz de injetar ou absorver potência (operação em 4 quadrantes).
Bateria (BT)	1	Banco de baterias compatível com as características de corrente do controlador.
Carga resistiva (CR)	1	Compatível com o regime de corrente do ensaio.

Nota: Como carga resistiva (CR) é recomendável adotar uma carga eletrônica c.c.

3. CONFIGURAÇÃO DOS DISPOSITIVOS PARA ENSAIO

3.1 Os dispositivos para ensaio devem ser configurados conforme o esquema representado na Figura 1.

Figura 1 - Diagrama de conexões dos instrumentos de medição, aparelhos e componentes



4. INSPEÇÃO VISUAL

4.1 Antes de proceder aos ensaios, é necessário realizar a inspeção visual do controlador, verificando-se os seguintes aspectos:

- Presença das informações mínimas, conforme disposto nos subitens 6.2 e 6.4 do RTQ;
- Integridade física dos terminais;
- Integridade física dos fusíveis (se houver);
- Ausência de partes danificadas; e
- Funcionamento da sinalização visual (se houver).

Nota: Para inspecionar o funcionamento da sinalização visual, deve-se conectar F2 (S1 aberta, S2 fechada, S3 aberta) e fazer uma excursão de tensão (dentro da faixa de operação do controlador), de modo a verificar se a sinalização funciona adequadamente (de acordo com as especificações do fabricante).

5. AJUSTES PRÉVIOS AOS ENSAIOS

5.1 Os ensaios devem ser realizados com os elementos F1, F2, BT e CR ajustados conforme indicado nos subitens 5.1.1 a 5.1.5, exceto se houver indicação específica no procedimento. Caso o controlador tenha setpoints (HVD, HVR, LVD, LVR, FV) ajustáveis, estes também devem ser previamente ajustados com valores considerados adequados ao modelo da bateria (BT) utilizada nos ensaios.

5.1.1 Ajustes de F1:

- a) A tensão deve ser limitada até a tensão de circuito aberto, V_{oc} , de um gerador FV compatível com a tensão máxima do terminal de entrada do gerador FV. Utilizando-se $1,8 \times$ tensão nominal do terminal de entrada da bateria $\leq V_{oc} \leq$ tensão máxima do terminal de entrada do gerador FV; e
- b) A corrente deve ser limitada até a corrente de curto circuito, I_{sc} , de um gerador FV compatível com a corrente máxima do circuito de carga, utilizando-se $I_{sc} =$ corrente máxima do circuito de carga.

5.1.2 Ajustes de F2:

a) A tensão deve ser ajustada de modo que o valor de VB seja sempre igual à tensão nominal da entrada; e

Nota: O ajuste é necessário para compensar as quedas de tensão nos cabos entre a saída da Fonte e a entrada do controlador.

b) A Fonte deve ser capaz de fornecer ou receber a corrente máxima dos circuitos de carga e descarga do controlador.

5.1.3 Ajustes de BT:

- a) O banco de baterias deve estar recarregado ($SoC \geq 90\%$); e
- b) A tensão nominal e a tecnologia do banco de baterias utilizado no ensaio devem ser compatíveis com as características da entrada da bateria do controlador. Caso o controlador admita mais de uma tecnologia de bateria, os ensaios dos subitens 7.4, 7.5 e 7.6 devem ser efetuados com o menor limite e com o maior limite possível.

5.1.4 Ajustes de CR:

a) A resistência deve ser ajustada para permitir a circulação da corrente máxima do circuito de descarga do controlador quando $V_B =$ tensão nominal da entrada da bateria.

5.1.5 Todos os procedimentos devem ser iniciados com as Fontes, bateria e carga resistiva desconectadas do controlador.

Nota 1: Alguns controladores possuem funções que poderão exigir pequenas variações nos procedimentos apresentados, porém estes devem ser seguidos o mais fielmente possível.

Nota 2: Caso o controlador não possua proteção interna contra condições extremas, os ensaios do item 6 devem ser realizados utilizando-se as proteções externas, conforme orientação do manual do fabricante, devendo ser disponibilizadas pelo fornecedor juntamente com as amostras.

6. ENSAIOS EM CONDIÇÕES EXTREMAS

6.1 Proteção contra sobretensão nos terminais do gerador FV

6.1.1 Procedimento de ensaio:

- a) Início do ensaio (S1 aberta, S2 aberta, S3 aberta);
- b) Conectar F2 ao controlador (S1 aberta, S2 fechada, S3 aberta);
- c) Ajustar F1 com uma tensão equivalente a 110% da tensão máxima de entrada do gerador fotovoltaico;
- d) Conectar F1 por 5 min (S1 fechada por 5 min, S2 fechada, S3 aberta);
- e) Desconectar F1 (S1 aberta, S2 fechada, S3 aberta);

f) Ajustar F1 com Voc;

g) Conectar F1 (S1 fechada, S2 fechada, S3 aberta); e

h) Conectar CR (S1 fechada, S2 fechada, S3 fechada).

6.1.2 O controlador é considerado conforme se, após a realização desses procedimentos, continuar funcionando tal como em seu estado inicial, atendendo ao disposto no subitem 5.2.1 do RTQ.

6.2 Proteção contra inversão de polaridade do gerador FV

6.2.1 Procedimento de ensaio:

a) Início do ensaio (S1 aberta, S2 aberta, S3 aberta);

b) Conectar BT (S1 aberta, S2 fechada, S3 aberta);

c) Inverter a polaridade da conexão entre F1 e o controlador;

d) Conectar F1 por 5 min (S1 fechada por 5 min, S2 fechada, S3 aberta);

e) Desconectar F1 (S1 aberta, S2 fechada, S3 aberta);

f) Verificar o estado do fusível do controlador, trocando-o se necessário (caso não exista fusível, passar para o próximo passo);

g) Fazer a conexão de F1 com o controlador com a polaridade correta;

h) Conectar F1 (S1 fechada, S2 fechada, S3 aberta); e

l) Conectar CR (S1 fechada, S2 fechada, S3 fechada).

6.2.2 O controlador é considerado conforme se, após esse período, seguir funcionando tal como originalmente, atendendo ao disposto no subitem 5.2.1 do RTQ.

6.3 Proteção contra inversão de polaridade da bateria

6.3.1 Procedimento de ensaio:

a) Início do ensaio (S1 aberta, S2 aberta, S3 aberta);

b) Inverter a polaridade da conexão entre BT e o controlador;

c) Conectar BT por 5 min (S1 aberta, S2 fechada por 5 min, S3 aberta);

e) Desconectar BT (S1 aberta, S2 aberta, S3 aberta);

f) Verificar o estado do fusível do controlador, trocando-o se necessário (caso não exista fusível, passar para o próximo passo);

g) Fazer a conexão de BT com o controlador com a polaridade correta;

h) Conectar BT (S1 aberta, S2 fechada, S3 aberta);

i) Conectar F1 (S1 fechada, S2 fechada, S3 aberta); e

j) Conectar CR (S1 fechada, S2 fechada, S3 fechada).

6.3.2 O controlador é considerado conforme se, após a realização desses procedimentos, continuar funcionando tal como em seu estado inicial, atendendo ao disposto no subitem 5.2.1 do RTQ.

6.4 Proteção contra inversão na sequência de conexão bateria e gerador FV

6.4.1 Procedimento de ensaio:

a) Início do ensaio (S1 aberta, S2 aberta, S3 aberta);

b) Conectar F1 e aguardar por 5 min (S1 fechada por 5 min, S2 aberta, S3 aberta);

c) Conectar BT (S1 fechada, S2 fechada, S3 aberta); e

d) Conectar CR (S1 fechada, S2 fechada, S3 fechada).

6.4.2 O controlador é considerado conforme se, após a realização desses procedimentos, continuar funcionando tal como em seu estado inicial, atendendo ao disposto no subitem 5.2.1 do RTQ.

6.5 Proteção contra curto-circuito na carga

6.5.1 Procedimento de ensaio:

- a) Início do ensaio (S1 aberta, S2 aberta, S3 aberta);
- b) Conectar BT (S1 aberta, S2 fechada, S3 aberta);
- c) Curto-circuitar os terminais da carga por 5 min;
- d) Desfazer o curto-circuito;
- e) Verificar o estado do fusível do controlador, trocando-o se necessário (caso não exista fusível, passar para o próximo passo);
- f) Conectar F1 (S1 fechada, S2 fechada, S3 aberta); e
- g) Conectar CR (S1 fechada, S2 fechada, S3 fechada).

6.5.2 O controlador é considerado conforme se, após a realização desses procedimentos, continuar funcionando tal como em seu estado inicial, atendendo ao disposto no subitem 5.2.1 do RTQ.

7. ENSAIOS EM CONDIÇÕES NOMINAIS

Os ensaios em condições nominais têm o objetivo de verificar se as perdas no controlador estão dentro de limites aceitáveis e os setpoints correspondem aos valores indicados na PET.

Os ensaios dos subitens 7.4, 7.5 e 7.6 devem ser efetuados nos níveis de tensão em baterias do tipo chumbo-ácido no menor e no maior nível de tensão.

Caso o controlador não tenha a possibilidade de usar as baterias do tipo chumbo-ácido, os ensaios devem ser efetuados no menor e no maior nível de tensão da tecnologia da bateria disponível.

7.1 Autoconsumo

7.1.1 Procedimento de ensaio:

- a) Início do ensaio (S1 aberta, S2 aberta, S3 aberta);
- b) Configurar a Fonte F2 com a tensão nominal de entrada do Controlador;
- c) Conectar F2 (S1 aberta, S2 fechada, S3 aberta);
- d) Certifique-se de que os terminais de carga ou saída de controle auxiliar, se presente, estejam no modo ativo ou ligado;
- e) Aferir IB (corrente de autoconsumo);
- f) Desconectar F2 (S1 aberta, S2 aberta, S3 aberta); e
- g) Configurar a Fonte F2 para as tensões correspondentes a 95%, 90%, 85% e 80% da tensão nominal, nessa sequência, e repetir as alíneas "c", "d", "e" e "f".

7.1.2 Para controlador de carga integrado ao inversor, para fins de análise de requisito de autoconsumo, será considerado apenas o autoconsumo do inversor.

7.1.3 Nesse ensaio considera-se o controlador operando em suas funções essenciais devendo ser configurado em modo "noturno" ou similar, e com todos os dispositivos periféricos (por exemplo, dispositivos de gerenciamento de carga, displays, registradores de dados, entre outros), quando houver, desabilitados ou desconectados.

7.1.4 O controlador é considerado conforme se, após a realização desse procedimento, atender ao disposto no subitem 5.2.2 do RTQ.

7.2 Perdas internas entre os terminais do gerador FV e os da bateria

7.2.1 Procedimento de ensaio:

- a) Início do ensaio (S1 aberta, S2 aberta, S3 aberta);
- b) Conectar F2 (S1 aberta, S2 fechada, S3 aberta);
- c) Conectar F1 (S1 fechada, S2 fechada, S3 aberta); e
- d) Aferir a potência nos terminais do gerador FV (VFV x IFV) e nos terminais da bateria (VB x IB).

7.2.2 O controlador é considerado conforme se atender aos requisitos dispostos no subitem 5.2.3 do RTQ.

7.3 Perdas internas entre os terminais da bateria e os da carga

7.3.1 Procedimento de ensaio:

- a) Início do ensaio (S1 aberta, S2 aberta, S3 aberta);
- b) Conectar F2 (S1 aberta, S2 fechada, S3 aberta);
- c) Conectar CR (S1 aberta, S2 fechada, S3 fechada);
- d) Aferir a potência nos terminais da bateria ($VB \times IB$) e nos terminais da carga ($VC \times IC$).

7.3.2 O controlador é considerado conforme se atender aos requisitos dispostos no subitem 5.2.3 do RTQ.

7.4 Determinação dos valores HVD e HVR

7.4.1 Procedimento de ensaio:

- a) Início do ensaio (S1 aberta, S2 aberta, S3 aberta);
- b) Conectar F2 (S1 aberta, S2 fechada, S3 aberta);
- c) Conectar F1 (S1 fechada, S2 fechada, S3 aberta);
- d) Elevar VB em passos de 0,1 V, em intervalos de 30 s, até IFV ser constante e igual a zero (desconexão do gerador FV);
- e) Obter VD1, que corresponde à tensão VB durante o passo em que IFV tornou-se constante e igual a zero;
- f) Reduzir VB em passos de 0,1 V, em intervalos de 30 s, até IFV ser diferente de zero (reconexão do gerador FV);
- g) Obter VR1, que corresponde à tensão VB durante o passo em que IFV tornou-se diferente de zero;
- h) Elevar novamente VB em passos de 0,1 V, em intervalos de 30 s, até IFV ser constante e igual a zero (desconexão do gerador FV);
- i) Obter VD2, que corresponde à tensão VB durante o passo em que IFV tornou-se constante e igual a zero.
- j) Reduzir VB em passos de 0,1 V, em intervalos de 30 s, até IFV ser diferente de zero (reconexão do gerador FV); e
- k) Obter VR2, que corresponde à tensão VB durante o passo em que IFV tornou-se diferente de zero.

7.4.2 O ensaio deve ser realizado para uma das tensões mencionadas na PET.

7.4.3 O controlador é considerado conforme se atender aos requisitos dispostos no subitem 5.2.1 do RTQ, ou seja, se os valores de VD1 e VD2 corresponderem a HVD, com tolerância de $\pm 2\%$ e se VR1 e VR2 correspondem a HVR, com tolerância de $\pm 2\%$.

7.5 Determinação dos valores HVD e HVR - compensação por temperatura

7.5.1 Procedimento de ensaio:

- a) Início do ensaio (S1 aberta, S2 aberta, S3 aberta);
- b) Colocar o controlador no climatizador;
- c) Ajustar a temperatura ambiente de ensaio para 20 °C acima daquela temperatura executada no subitem 7.4, considerando o limite máximo de 45 °C;
- d) Conectar F2 (S1 aberta, S2 fechada, S3 aberta);
- e) Conectar F1 (S1 fechada, S2 fechada, S3 aberta);
- f) Após estabilização da temperatura do controlador, deixá-lo funcionando por 30 min ou mais;

g) Elevar VB em passos de 0,1 V, em intervalos de 30 s, até IFV ser constante e igual a zero (desconexão do gerador FV);

h) Obter VDT1, que corresponde à tensão VB durante o passo em que IFV tornou-se constante e igual a zero;

i) Reduzir VB em passos de 0,1 V, em intervalos de 30 s, até IFV ser diferente de zero (reconexão do gerador FV);

j) Obter VRT1, que corresponde à tensão VB durante o passo em que IFV tornou-se diferente de zero;

k) Elevar novamente VB em passos de 0,1 V, em intervalos de 30 s, até IFV ser constante e igual a zero (desconexão do gerador FV);

l) Obter VDT2, que corresponde à tensão VB durante o passo em que IFV tornou-se constante e igual a zero;

m) Reduzir VB em passos de 0,1 V, em intervalos de 30 s, até IFV ser diferente de zero (reconexão do gerador FV);

n) Obter VRT2, que corresponde à tensão VB durante o passo em que IFV tornou-se diferente de zero; e

o) Retirar o controlador do climatizador.

7.5.2 O ensaio deve ser realizado na mesma tensão daquela executada no item 7.4.

7.5.3 O controlador é considerado conforme se atender aos requisitos dispostos no subitem 5.2.1 do RTQ, ou seja, se os valores de VDT1 e VDT2 corresponderem a HVD corrigido com CF, com tolerância de $\pm 2\%$ e se VRT1 e VRT2 correspondem a HVR corrigido com CF, com tolerância de $\pm 2\%$.

7.6 Determinação dos valores LVD e LVR

7.6.1 Procedimento de ensaio:

a) Início do ensaio (S1 aberta, S2 aberta, S3 aberta);

b) Conectar F2 (S1 aberta, S2 fechada, S3 aberta);

c) Conectar CR (S1 aberta, S2 fechada, S3 fechada);

d) Reduzir VB em passos de 0,1 V, com um intervalo de tempo tDF entre cada redução, até IC ser igual a zero (desconexão da carga). No caso de não ser declarado o valor de tDF utilizar 30 s;

e) Obter VD1, que corresponde à tensão VB durante o passo em que IC tornou-se igual a zero;

f) Elevar VB em passos de 0,1 V, com um intervalo de tempo tRF entre cada elevação, até IC ser diferente de zero (reconexão da carga). No caso de não ser declarado o valor de tRF utilizar 30 s;

g) Obter VR1, que corresponde à tensão VB durante o passo em que IC tornou-se diferente de zero;

h) Reduzir VB em passos de 0,1 V, com um intervalo de tempo tDF entre cada redução, até IC ser igual a zero (desconexão da carga). No caso de não ser declarado o valor de tDF utilizar 30 s;

i) Obter VD2, que corresponde à tensão VB durante o passo em que IC tornou-se igual a zero;

j) Elevar VB em passos de 0,1 V, com um intervalo de tempo tRF entre cada elevação, até IC ser diferente de zero (reconexão da carga). No caso de não ser declarado o valor de tRF utilizar 30 s;

l) Obter VR2, que corresponde à tensão VB durante o passo em que IC tornou-se diferente de zero.

7.6.2 O controlador é considerado conforme se atender aos requisitos dispostos no subitem 5.2.1 do RTQ, ou seja, se VD1 e VD2 corresponderem a LVD, com tolerância de $\pm 2\%$, e se VR1 e VR2 corresponderem a LVR, com tolerância de $\pm 2\%$.

ANEXO ESPECÍFICO C - BATERIAS

1. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

RTQ	Regulamento Técnico da Qualidade para Equipamentos para Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos.
IEC 61427-2:2015	Secondary cells and batteries for renewable energy storage - General requirements and methods of test - Part 2: On-grid applications.
IEC 61427-1:2013	Secondary cells and batteries for renewable energy storage - General requirements and methods of test - Part 1: Photovoltaic off-grid application.
IEC 62619:2017	Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes - safety requirements for secondary lithium cells and batteries, for use in industrial applications.
IEC 62620:2014	Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes - secondary lithium cells and batteries for use in industrial applications.
ABNT NBR 14198:2017	Acumulador chumbo-ácido estacionário ventilado - Terminologia.
ABNT NBR 14199:2018	Acumulador chumbo-ácido estacionário ventilado - Ensaaios.
ABNT NBR 14202:1998	Acumulador alcalino de níquel-cádmio estacionário - Ensaaios.
ABNT NBR 14203:2015	Acumulador alcalino de níquel cádmio estacionário ventilado - Terminologia.
ABNT NBR 14205:2018	Acumulador chumbo-ácido estacionário regulado por válvula - Método de ensaio.
ABNT NBR 14206:2014	Acumulador chumbo-ácido estacionário regulado por válvula - Terminologia.
ABNT NBR 16767:2019	Elementos e baterias estacionárias para aplicação em sistemas fotovoltaicos não conectados à rede elétrica de energia (off-grid) - Requisitos gerais e métodos de ensaio.
ABNT NBR 16975:2021	Células e baterias secundárias de lítio para aplicações estacionárias - Especificações elétricas e métodos de ensaio.
ABNT NBR 16976:2021	Células e baterias secundárias de lítio para aplicações estacionárias - Especificação dos requisitos de segurança.

2. DEFINIÇÕES

Para fins deste Anexo Específico, são adotadas as definições apresentadas nas normas técnicas citadas no item 1, além das seguintes.

2.1 Capacidade da bateria

Produto da corrente (constante), em ampères, pelo tempo, em horas, corrigido para a temperatura de referência (25 °C), fornecido pelo acumulador em determinado regime de descarga, até atingir a tensão final de descarga.

2.2 Família de baterias de chumbo-ácido, níquel-cádmio e níquel-hidreto metálico

Conjunto de modelos de baterias agrupados por apresentarem: (i) mesma unidade fabril; (ii) mesmas características construtivas de elementos/monoblocos (tecnologia de placa); (iii) mesma composição química das placas (liga metálica); (iv) mesmas características elétricas (tensão). Pode variar, na mesma família, a capacidade do vaso.

2.3 Modelo de baterias de lítio e outras eletroquímicas (diferentes das especificadas no subitem 2.2)

Exemplar de bateria de: (i) mesma unidade fabril; (ii) mesmo processo de fabricação; (iii) mesma composição eletroquímica; (iv) mesma topologia do circuito de potência; (v) mesma tensão de operação; (vi) mesma corrente máxima; (vii) mesmo formato de célula (cilíndrica, prismática, pouch; quando aplicável); (viii) mesma capacidade das células da composição do bloco/pack (quando aplicável).

Nota: São consideradas versões de um mesmo modelo as variações quanto à existência de display (com/sem), borne de conexão, polo de encaixe, formato da caixa, dimensionais e elementos estéticos.

2.4 Modelo representativo de baterias

Modelo representativo da família de baterias que reúne o maior grau de complexidade em relação aos requisitos avaliados nos ensaios, sendo considerado o modelo de bateria com conjunto de placas com maior capacidade, dentro de um determinado vaso.

3. ENSAIOS

3.1 Definição dos ensaios a serem realizados

3.1.1 Os ensaios devem seguir os procedimentos especificados no Anexo B deste Anexo Específico C.

3.1.2 A definição de ensaios deve considerar o agrupamento por família, para baterias de chumbo-ácido, níquel-cádmio e níquel-hidreto metálico, e o agrupamento por modelo, para baterias de lítio e outras eletroquímicas, conforme definições apresentadas nos subitens 2.2 e 2.3 deste Anexo Específico.

3.1.3 A inspeção, ajustes e ensaios que devem ser realizados nas fases de avaliação inicial, manutenção e renovação da declaração do fornecedor, estão indicados na Tabela 1.

Tabela 1 – Definição dos ensaios

Item do RTQ	Ensaio/Procedimentos	Procedimento		Etapas da Avaliação da Conformidade		
		Base Normativa	Item	Inicial	Manutenção	Renovação
				Mês 0	36 meses	72 meses
5.3.1	1. Capacidade real em regime nominal	Anexo Específico C (Anexo B)	4	Chumbo-ácido e níquel: todos os ensaios no(s) modelo(s) representativo(s) da família	Chumbo-ácido e níquel: todos os ensaios no(s) modelo(s) representativo(s) da família	Chumbo-ácido e níquel: todos os ensaios no(s) modelo(s) representativo(s) da família
5.3.2	2. Ciclos de recarga e descarga para aplicações fotovoltaicas		5			
5.3.3	3. Retenção de carga (autodescarga)		6			
5.3.4	4. Regeneração da capacidade		7	Lítio e outras eletroquímicas: todos os ensaios no modelo	Lítio e outras eletroquímicas: todos os ensaios no modelo	Lítio e outras eletroquímicas: todos os ensaios no modelo
5.3.5	5. Controle de tensão de sobrecarga		8			
5.3.5	6. Controle de sobrecarga de corrente		9			
5.3.5	7. Controle de sobreaquecimento		10			

3.1.4 Os ensaios devem ser executados em temperatura ambiente de 25 °C (±3 °C), exceto quando houver outra indicação específica no procedimento.

3.1.5 Os ensaios elétricos devem ser iniciados em no máximo 3 meses após a disponibilização das baterias ao laboratório, e a data de fabricação das baterias não pode exceder 6 meses da data de sua apresentação para os ensaios.

3.1.6 Para baterias de lítio, o fornecedor deve disponibilizar o certificado ou relatório de ensaios que comprove a conformidade das células à norma IEC 62619 ou ABNT NBR 16976 nas etapas de avaliação inicial e de renovação da declaração de conformidade.

3.1.7 Para agrupamento de avaliação por família, ao longo dos ensaios das etapas de avaliação, deve haver um revezamento do(s) modelo(s) representativo(s) ensaiados, de modo a abranger a totalidade dos modelos da família ensaiados ao longo das etapas de avaliação inicial, de manutenção e de renovação.

3.1.7.1 No rodízio de modelos representativos ensaiados ao longo das etapas de avaliação, na avaliação inicial deve-se considerar o modelo de maior capacidade, e nas avaliações subsequentes, o modelo de capacidade imediatamente inferior ao ensaiado na avaliação anterior.

3.2 Definição da amostragem

3.2.1 As amostras para ensaios e amostras de controle devem ser separadas por grupos de ensaio, conforme especificado na Tabela 2:

Tabela 2 – Separação das amostras por grupos de ensaios

Grupos de ensaios	Ensaio	Baterias de chumbo-ácido	Baterias de níquel-cádmio e níquel-hidreto metálico	Baterias de outras tecnol. eletroquímicas
Grupo 1	- Capacidade Real em Regime Nominal e - Ciclos de Recarga e Descarga para Aplicações Fotovoltaicas	- 1 monobloco de 12 V; ou - 2 monoblocos de 6 V; ou - 3 monoblocos de 4 V; ou - 6 elementos de 2 V	- 1 monobloco de 12 V; ou - 10 elementos de 1,2 V; ou - Arranjo (tensão final mínima \geq a 12 V)	- 1 bateria; ou - Arranjo (tensão final mínima \geq a 12 V)
Grupo 2	- Capacidade Real em Regime Nominal e - Retenção de Carga	- 1 monobloco de 12 V; ou - 2 monoblocos de 6 V; ou - 3 monoblocos de 4 V; ou - 6 elementos de 2 V	- 1 monobloco de 12 V; ou - 10 elementos de 1,2 V; ou - Arranjo (tensão final mínima \geq a 12 V)	- 1 bateria; ou - Arranjo (tensão final mínima \geq a 12 V)
Grupo 3	- Capacidade Real em Regime Nominal e - Regeneração da Capacidade	- 1 monobloco de 12 V; ou - 2 monoblocos de 6 V; ou - 3 monoblocos de 4 V; ou - 6 elementos de 2 V	- 1 monobloco de 12 V; ou - 10 elementos de 1,2 V; ou - Arranjo (tensão final mínima \geq a 12 V)	- 1 bateria; ou - Arranjo (tensão final mínima \geq a 12 V)
Grupo 4	- Controle de Tensão de Sobrecarga; - Controle de Sobrecarga de Corrente; - Controle de Sobreaquecimento; e - Sistema de gerenciamento (BMS) ou unidade de gerenciamento (BMU)	--	--	- 1 bateria; ou - Arranjo (tensão final mínima \geq a 12 V)

Nota: Os ensaios referentes ao Grupo 4 aplicam-se somente a baterias ou sistema de baterias que possuam sistema de gerenciamento de bateria ou unidade de gerenciamento de bateria (BMS).

3.2.2 As amostras de ensaio devem ser compostas, se necessário, por arranjos de elementos ou monoblocos interligados em série, de modo a apresentar tensão de circuito aberto igual ou maior que 12 V.

3.2.3 Para a realização dos ensaios, as amostras devem ser apresentadas conforme as opções especificadas na Tabela 3:

Tabela 3 - Opções de apresentação para amostragem de ensaios por tipo de bateria

Baterias de Chumbo-ácido	Baterias de Níquel-cádmio e Níquel-hidreto metálico	Baterias de outras tecnol. eletroquímicas
- 3 monoblocos de 12 V; ou - 6 monoblocos de 6 V; ou - 9 monoblocos de 4 V; ou - 18 elementos de 2 V.	- 3 monoblocos de 12 V; ou - 30 elementos de 1,2 V; ou - Arranjo compatível com o especificado, respeitando a modularidade do produto, desde que a tensão final mínima seja maior ou igual a 12 V.	- 4 amostras, cujo arranjo de cada amostra apresente tensão final mínima maior ou igual a 12 V, respeitando a modularidade do produto.

3.2.4 O fornecedor é responsável pelo envio, juntamente com as amostras, de todos os dispositivos necessários para a configuração adequada da bateria e da conexão com computador para ensaios, incluindo-se o manual de operação em português, os cabos de conexão para os terminais da bateria, o(s) cabo(s) de dado(s) para a(s) porta(s) de comunicação (se aplicável), bem como, todo o hardware complementar, se aplicável (p. ex.: notebook com drivers e aplicativos de comunicação instalados).

ANEXO A – MODELO DE PLANILHA DE ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS (PET) DE BATERIAS

PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM										
PLANILHA DE ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS					APROVAÇÃO: xx/xx/xx			ORIGEM: INMETRO		
BATERIAS					N.º REVISÃO: xx			ÚLTIMA REVISÃO: xx/xx/xx		
1 FABRICANTE					2 FORNECEDOR					
Razão Social: <fornecedor responsável pela manufatura do produto> CNPJ/CPF: <se o fabricante estiver estabelecido no país> Endereço: <rua, número, bairro, cidade, estado, país, cep> Telefone: <+xx(xx)xxxx-xxxx> E-mail: <xxxxxx@xxxxx.xxx.xx> Nome do Responsável: <na empresa fabricante>					Razão Social: <fornecedor legalmente estabelecido no país responsável pelo registro do produto> CNPJ/CPF: <se o fabricante estiver estabelecido no país> Endereço: <rua, número, bairro, cidade, estado, país, cep> Telefone: <+xx(xx)xxxx-xxxx> E-mail: <xxxxxx@xxxxx.xxx.xx> Nome do Responsável: <na empresa fornecedora>					
3 IDENTIFICAÇÃO DA FAMÍLIA DE BATERIAS (baterias de chumbo-ácido ou níquel)					4 IDENTIFICAÇÃO DO MODELO DE BATERIAS (baterias de lítio ou outras eletroquímicas)					
Nome da família de baterias: <nomear a família com o mesmo nome cadastrado no processo de registro, seguindo o padrão: Baterias - Marca - Tecnologia de Placa - Tensão> Unidade fabril: <identificação da unidade fabril onde o produto foi fabricado> Marca: <marca atribuída ao produto comercializado em território nacional> Tecnologia da placa: <chumbo-ácido, níquel-cádmio ou níquel-hidreto metálico> Liga metálica: <especificar> Tensão: <XX V> Regime de descarga: <10 h ou 5 h>					Nome do modelo de bateria: <nomear o modelo com o mesmo nome cadastrado no processo de registro, seguindo o padrão: Bateria - Marca - Modelo - Composição Eletroquímica - Tensão> Unidade fabril: <identificação da unidade fabril onde o produto foi fabricado> Marca: <marca atribuída ao produto comercializado em território nacional> Topologia do circuito de potência: <descrever> Tensão de operação: <XX V> Formato da célula (quanto aplicável): < Cilíndrica / Pouch / Prismática > Capacidade das células da composição da bateria (se aplicável): < XXX Ah> Regime de descarga: <10 h ou 5 h>					
MODELO / CÓDIGO	Características físicas				Tensão limite de recarga (V)	Tensão de sobrecarga (V)	Tensão limite de descarga – Vpe (V)	Capacidade nominal a 25 °C (Ah)	Tipo de terminais	Vida útil da bateria (quantidade de ciclos múltiplos inteiros de 150)
	Comprimento (mm)	Altura (mm)	Largura (mm)	Peso (kg)						
<Modelo 1>										
<Modelo 2>										
<Modelo n>										
5 OBSERVAÇÕES										
<observações complementares, se houver>										
6 DATA			7 ASSINATURA DO FORNECEDOR (responsável legal pela empresa)							
xx/xx/xxxx										
			Somente assinatura				Carimbo (se houver)			

ANEXO B - METODOLOGIA DE ENSAIO DE BATERIAS

1. INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO

1.1 Os instrumentos de medição empregados para a realização dos ensaios devem atender às especificações da Tabela 1.

Tabela 1 - Especificações dos instrumentos de medição

Descrição	Qtd.	Exatidão Igual ou Superior
Voltímetro	2	±0,5%
Amperímetro	2	±1%
Termômetro	1	±2 °C
Relógio	1	±1 s

Nota 1: As tolerâncias contemplam a precisão combinada dos instrumentos e dos métodos de medição utilizados.

Nota 2: Os amperímetros podem ser substituídos por derivadores de corrente (shunt).

2. APARELHOS E COMPONENTES

2.1 Os aparelhos e componentes utilizados nos ensaios devem atender às especificações da Tabela 2.

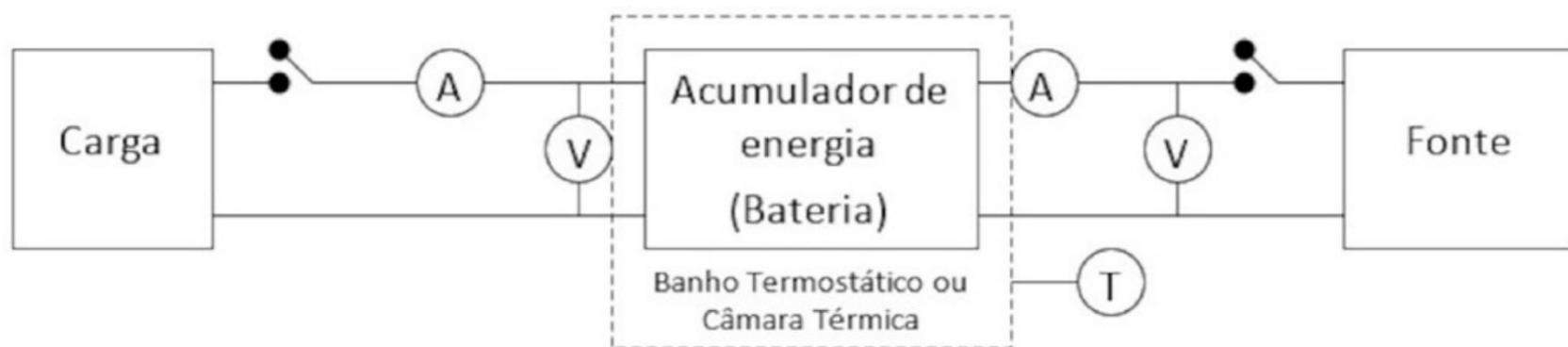
Tabela 2 - Especificações dos aparelhos e componentes

Aparelho / Componente	Qtd.	Observações
Carga	1	Compatível com o regime de descarga do ensaio
Fonte	1	Capacidade em corrente e tensão adequadas ao ensaio
Banho termostático ou câmara térmica	1	Dispositivo para manter a bateria na temperatura determinada do ensaio, com estabilidade de ±3 °C
Sistema de aquisição de dados	1	Registro dos parâmetros a serem medidos

3. CONFIGURAÇÃO DOS DISPOSITIVOS PARA ENSAIO

3.1 Os dispositivos para ensaio devem ser configurados conforme o esquema representado na Figura 1.

Figura 1 - Configuração dos aparelhos e instrumentação para o ensaio da capacidade



4. CAPACIDADE REAL EM REGIME NOMINAL

4.1 O tratamento prévio e o ensaio de capacidade devem ser realizados na condição de regime nominal apresentada na Tabela 3 (C5 ou C10, conforme a tecnologia).

Tabela 3 - Regimes de descarga típicos da aplicação fotovoltaica (a 25 °C)

Bateria	Regime de descarga (h)	Tensão final de descarga (V _{pe})
Chumbo-ácido	120	1,85
	10	1,75
Níquel-cádmio e Níquel-hidreto metálico	120	1,00
	5	
Lítio	120	A definir pelo fabricante
	5	
Outras tecnologias eletroquímicas	120	A definir pelo fabricante
	10	

Nota: Para baterias com tecnologia diferente das baterias chumbo-ácido, níquel-cádmio e níquel-hidreto metálico, o fabricante deve informar a tensão final de recarga e de descarga para os regimes de descarga nominal e C120. Para qualquer das tecnologias, os valores de V_{pe} informados pelo fabricante na PET devem ser utilizados, caso diferentes dos valores de referência indicados na Tabela 3.

4.2 Tratamento prévio

4.2.1 Caso o laboratório não possua sistema de controle ambiental de temperatura em 25 °C (±3 °C), o ensaio deve ser realizado em um banho termostático ou em uma câmara térmica, mantendo o controle do banho ou da câmara de modo que fique estabilizado em 25 °C (±3 °C).

4.2.2 No caso de uso do banho, o nível da água contida no tanque deve ficar 25 mm abaixo do topo da bateria. Se mais de uma bateria for colocada no mesmo tanque, manter uma distância mínima de 25 mm entre elas. As distâncias entre as baterias e as paredes laterais do tanque devem ser também de 25 mm, no mínimo.

4.2.3 Procedimento de ensaio:

- a) Condicionar a bateria à temperatura de 25 °C (±3 °C) durante um período mínimo de 16 h;
- b) Conectar os dispositivos conforme descrito na Figura 1;
- c) Pré-ajustar o limite da corrente na carga com valor numericamente igual à razão da capacidade da bateria dividido pelo número de horas ($I (A) = C (Ah) / t (h)$), de acordo com o regime de descarga definido no subitem 4.1;
- d) Proceder uma descarga com o regime de descarga definido no subitem 4.1, mantendo o valor da corrente constante até que a tensão em algum elemento atinja o valor final de descarga apresentado na Tabela 3, quando então a carga deve ser desligada;
- e) Pré-ajustar o limite da corrente da Fonte com o mesmo valor da corrente de descarga definido na alínea "c", até que a tensão nos elementos atinja o valor declarado, a menos que o fabricante apresente uma especificação diferente:

I- Bateria chumbo-ácido: 2,40 V;

II- Bateria níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico: 1,55 V;

III- Lítio: 4,2 V ou o valor definido pelo fabricante;

IV- Outras tecnologias: a definir pelo fabricante.

Nota: Para monobloco estas tensões devem ser multiplicadas pelo número de elementos que o compõe para determinar a tensão em seus terminais.

f) Após atingir a tensão mencionada na alínea "e" (de acordo com a tecnologia), manter a recarga em tensão constante durante 24 h, ou outro tempo especificado pelo fabricante;

g) Repetir o processo descrito nas alíneas "c" a "f" por mais 3 vezes.

4.3 Capacidade obtida (CO)

4.3.1 Este ensaio deve ser realizado nas amostras do Grupo 1 e Grupo 2, após o tratamento prévio, observando o tempo de repouso de 4 h a 24 h após o término dos ciclos do tratamento prévio.

4.3.2 Procedimento de ensaio:

a) Conectar a carga com o valor da corrente constante pré-ajustada para o regime definido no subitem 4.1 ($I (A) = C (Ah) / t (h)$);

b) Anotar o dia e a hora (hh:mm:ss) de início do ensaio;

c) Iniciar imediatamente o registro, que deve ser realizado durante todo o procedimento, dos parâmetros de corrente, tensão, tempo e temperatura, até que um dos elementos atinja a tensão de final de descarga, conforme apresentado na Tabela 3;

Nota: Para monobloco ou módulo de bateria (pack), o valor da tensão por elemento (V_{pe}) de final de descarga deve ser multiplicado pelo número de elementos que o compõe para determinar a tensão em seus terminais;

d) Anotar o dia e a hora (hh:mm:ss) de término do ensaio;

e) Calcular:

$$CO (Ah) = I (A) \times t (h)$$

(Equação 1)

Onde:

t (h) é a diferença entre o horário final e o horário inicial do ensaio (hh:mm:ss), expresso em notação decimal.

f) Ao final da descarga, proceder uma recarga conforme definido nas alíneas "e" e "f" do subitem 4.2.3.

4.3.3 A bateria é considerada conforme se a capacidade obtida for igual ou superior a 95% da capacidade especificada pelo fabricante para o regime de descarga definido no subitem 4.1.

5. CICLOS DE RECARGA E DESCARGA PARA APLICAÇÕES FOTOVOLTAICAS

Em aplicações fotovoltaicas, a bateria deve ser submetida a uma grande quantidade de ciclos com baixa profundidade de descarga, mas em diferentes estados de carga.

O ensaio de ciclos de carga e descarga para aplicações fotovoltaicas foi elaborado a fim de simular a operação em condições extremas.

As baterias devem ser submetidas a vários ciclos sequenciais de recarga e descarga, condicionados à temperatura de +40 °C, sendo 50 ciclos em baixo estado de carga (Fase A) e 100 ciclos em estado elevado de carga (Fase B).

5.1 Antes da realização do ensaio, a amostra deve ter sido submetida ao ensaio de capacidade obtida especificado no subitem 4.3.

5.2 Preparação para o ensaio:

a) Seguindo a configuração da Figura 1, aquecer o banho termostático, ou a câmara térmica, até a temperatura de 40 °C (± 3 °C);

Nota: No caso de uso do banho, o nível de água contida no tanque deve ficar 25 mm abaixo do topo da bateria. Se mais de uma bateria for colocada no mesmo tanque, manter uma distância mínima de 25 mm entre elas. As distâncias entre as baterias e as paredes laterais do tanque devem ser também de 25

mm, no mínimo.

b) A bateria deve ter sido submetida a recarga conforme alínea "f" do subitem 4.2.3 e, a seguir, deve ser condicionada por um período mínimo de 16 h na temperatura de 40 °C (± 3 °C), mantendo-a nesta temperatura durante todo o ensaio;

c) Para bateria chumbo-ácido:

i- Descarregar a bateria num regime de descarga com o valor da corrente constante numericamente igual a $C10 / 10$ (A);

ii- Manter a descarga por 9 h ou, por motivo de segurança, interromper a descarga caso a tensão de algum dos elementos atinja o valor de 1,75 V por elemento (Vpe);

Nota: Para monobloco, este valor de tensão deve ser multiplicado pelo número de elementos que o compõe para determinar a tensão em seus terminais.

d) Para bateria níquel-cádmio e níquel-hidreto metálico:

i- Descarregar a bateria com o valor da corrente constante numericamente igual a $0,1 It^{\circ}$ (A);

ii- Manter a descarga por 9 h ou, por motivo de segurança interromper a descarga caso a tensão de algum dos elementos atinja o valor de 1,0 V por elemento (Vpe);

Nota: Para monobloco, este valor de tensão deve ser multiplicado pelo número de elementos que o compõe para determinar a tensão em seus terminais.

e) Para bateria com tecnologia diferente das baterias chumbo-ácido, níquel-cádmio e níquel-hidreto metálico:

i- Descarregar a bateria com o valor da corrente constante numericamente igual a $0,1 It^{\circ}$ (A);

ii- Manter a descarga por 9 h ou, por motivo de segurança, interromper a descarga caso a tensão da bateria atinja o valor mínimo especificado pelo fabricante.

5.3 Fase A - Ciclagem rasa em condição de carga baixa

a) Após o período de descarga, promover a recarga da bateria durante 3 h, com as seguintes especificações:

Bateria chumbo-ácido e outras tecnologias: valor da corrente constante de $1,03.I10$ (A);

Bateria níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico e lítio: valor da corrente constante de $1,03.(C5 / 10)$ (A);

Descarregar a bateria durante 3 h, com as seguintes especificações:

Bateria Chumbo-ácido e outras tecnologias: valor da corrente para o regime de descarga de 10 h ($I10$ (A));

Bateria níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico e lítio: valor da corrente para o regime de descarga de 10 h de $C5 / 10$ (A); valor da corrente para o regime de descarga de $0,1 It$ (A);

Nota: Devem ser observadas as tensões limite especificadas nas alíneas "c", "d" e "e" do subitem 5.2;

Repetir 49 vezes o ciclo descrito nas alíneas "a" e "b";

Depois de 49 ciclos, ainda a 40 °C, recarregar totalmente a bateria conforme descrito definido nas alíneas "e" e "f" do subitem 4.2.3; e

Executar os ciclos da Fase B.

5.4 Fase B - Ciclagem rasa em condição de carga alta

a) Descarregar a bateria durante 2 h, com as seguintes especificações:

i- Bateria chumbo-ácido e outras tecnologias: valor da corrente constante de $1,25.I10$ (A); e

ii- Bateria níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico e lítio: valor da corrente constante de $1,25.(C5 / 10)$ (A); valor da corrente constante de $0,125 It$ (A);

Nota: Devem ser observadas as tensões limite especificadas nas alíneas "c", "d" e "e" do subitem 5.2.

b) Após o período de descarga, promover a recarga da bateria durante 6 h, com as seguintes especificações:

i- Bateria chumbo-ácido: corrente limitada em I10 (A) e tensão limitada em 2,40 V;

ii- Bateria níquel-cádmio: corrente limitada em C5 / 10 (A) e tensão limitada em 1,55 V;

iii- Bateria de lítio: corrente limitada em C5 / 10 (A) e tensão limitada em 4,2 V; e

iv- Bateria níquel-hidreto metálico, lítio e outras tecnologias: conforme o informado pelo fabricante.

Nota 1: Para qualquer tecnologia de bateria, o fabricante pode apresentar na PET uma especificação diferente para o limite de tensão.

Nota 2: Para monobloco, estes valores de tensão devem ser multiplicados pelo número de elementos que o compõe para determinar a tensão em seus terminais; e

c) Repetir 99 vezes o ciclo descrito nas alíneas "a" e "b".

5.5 Ensaio de capacidade obtida (CO) e número de ciclos

5.5.1 Procedimento de ensaio:

a) Após a realização dos 150 ciclos das Fases A + B, deixar a bateria em repouso à temperatura ambiente 25 °C (±3 °C) por 24 h;

b) Ao final da descarga, proceder uma recarga conforme definido nas alíneas "e" e "f" do subitem 4.2.3;

c) Após o término da recarga, deixar a bateria em repouso por um período de 4 h a 24 h;

d) Proceder uma descarga com o valor da corrente constante pré-ajustada para o regime definido no subitem 4.1 ($I (A) = C (Ah) / t (h)$);

e) Anotar o dia e a hora (hh:mm:ss) de início do ensaio;

f) Iniciar imediatamente o registro, que deve ser realizado durante todo o procedimento, dos parâmetros de corrente, tensão, tempo e temperatura, até que a bateria atinja a tensão de final de descarga, conforme apresentado na Tabela 3;

Nota: No caso de monobloco ou módulo de bateria (pack), este valor da tensão de final de descarga deve ser multiplicado pelo número de elementos que o compõe.

g) Anotar o dia e a hora (hh:mm:ss) de término do ensaio;

h) Calcular a Equação 1, conforme alínea "e" do subitem 4.3.2; e

i) Ao final da descarga, proceder com uma recarga conforme definido nas alíneas "e" e "f" do subitem 4.2.3.

Nota: O valor da capacidade obtida deve ser registrado após cada sequência completa de 150 ciclos.

5.5.2 A bateria é considerada conforme se atendidas simultaneamente as seguintes condições:

a) Quando, durante a descarga em 5.3 b) da Fase A, uma bateria com "n" elementos não apresentar tensão de $n \times 1,5$ V/elemento para baterias chumbo-ácido, $n \times 0,8$ V/elemento para baterias de níquel-cádmio ou níquel-hidreto metálico ou se não atingir a tensão de segurança mínima, recomendada pelo fabricante;

b) A capacidade obtida em 5.5 for superior a 80% da capacidade nominal (de acordo com o regime de descarga escolhido);

c) O resultado deste ensaio deve ser expresso em termos de ciclos completos da fase A+B antes que o limite, conforme especificado em "a" ou "b" deste subitem atingido. O valor da capacidade C120, expressa em porcentagem da capacidade nominal, conforme determinado na conclusão do ensaio, também deve ser informado; e

d) O número mínimo de sequencias completas da fase A+B (150 ciclos cada) não pode ser inferior a 3.

5.5.3 No caso específico de monoblocos chumbo-ácidos tipo ventilado que não permitem a reposição de água tem sua vida em ciclos reduzida, o número mínimo da sequência completa do ciclo das fases A+B (150 ciclos) dever ser igual ou maior que 1.

6. ENSAIO DE RETENÇÃO DE CARGA (AUTODESCARGA)

6.1 Antes da realização desse ensaio, a amostra deve ter sido submetida ao ensaio de capacidade obtida especificado no subitem 4.3.

6.2 As superfícies das baterias devem ser mantidas limpas e secas, evitando-se que agentes externos possam facilitar a ocorrência de descarga elétrica externa, além de sua própria autodescarga.

6.3 Procedimento de ensaio:

a) Armazenar as baterias em circuito aberto por 90 dias, em lugar seco e com temperatura controlada de 25 °C (±3 °C), que deve ser monitorada e registrada;

b) Após 90 dias, determinar a capacidade atual (Cp) da bateria, conforme procedimento descrito nas alíneas "a" a "f" do subitem 4.3.2;

Nota: Algumas tecnologias podem requerer procedimentos adicionais para sua reativação.

c) Calcular a perda percentual da capacidade "a" (autodescarga), dada pela diferença entre a capacidade medida em 4.3.2 (C10 ou C5) e a obtida na alínea "b" (Cp), em relação à primeira (C10 ou C5), conforme as equações:

i- Para bateria de chumbo-ácido ou outras tecnologias:

$$a = \frac{C_{10} - C_p}{C_{10}} \times 100$$

(Equação 2)

Onde:

C10 é a capacidade real obtida em regime de descarga de 10 h;

CP é a capacidade real obtida na descarga após 90 dias de repouso.

ii- Para baterias de níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico e lítio:

$$a = \frac{C_5 - C_p}{C_5} \times 100$$

(Equação 3)

Onde:

C5 é a capacidade real obtida em regime de descarga de 5 h;

CP é a capacidade real obtida na descarga após 90 dias de repouso.

6.4 A bateria é considerada conforme se o valor de "a" for menor ou igual a 28%.

7. ENSAIO DE REGENERAÇÃO DA CAPACIDADE

7.1 Antes da realização desse ensaio, a amostra deve ter sido submetida ao tratamento prévio especificado no subitem 4.2.

7.2 Procedimento de ensaio:

a) Realizar um ensaio de capacidade no regime de descarga de 10 h, na temperatura de 25 °C (±3 °C), conforme procedimento descrito no subitem 4.3.2, observando-se o tempo de repouso de 4 h a 24 h após o término dos ciclos do tratamento prévio;

b) O valor da capacidade obtida deve ser igual ou superior a 95% da capacidade especificada pelo fabricante para o regime de descarga de 10 h;

c) Sem recarregar a bateria, conecte um resistor $R \pm 5\%$ aos seus terminais, cujo valor é dado pela equação:

$$R = \frac{2 \times \text{Tensão total nominal (V)}}{I \text{ de } C_{10} \text{ (A)}} \quad (\Omega)$$

(Equação 4)

d) A bateria deve permanecer nesta condição por 7 dias, à temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C} (\pm 3 \text{ }^\circ\text{C})$;

e) Retirar o resistor "R" (citado na alínea "c") e realizar a recarga da bateria conforme definido nas alíneas "e" e "f" do subitem 4.2.3;

f) Determinar a capacidade atual (C_p) da bateria, em regime de 10 h, conforme procedimento descrito nas alíneas "a" a "f" do subitem 4.3.2;

Nota: Algumas tecnologias podem requerer procedimentos adicionais para sua reativação.

g) Calcular a perda percentual da capacidade "r" (regeneração), dada pela diferença entre a capacidade medida na alínea "a" (C_{10}) e a obtida na alínea "f" (C_p), em relação à primeira (C_{10}), conforme a equação:

$$r = \frac{C_{10} - C_p}{C_{10}} \times 100$$

(Equação 5)

Onde:

C_{10} é a capacidade obtida em regime de descarga de 10 h;

C_p é a capacidade obtida na descarga após a retirada do resistor.

7.3 A bateria é considerada conforme se o valor de "r" for menor ou igual a 25%.

8. ENSAIO DE CONTROLE DE TENSÃO DE SOBRECARGA

8.1 O ensaio deve ser realizado a uma temperatura ambiente de $25 \text{ }^\circ\text{C} (\pm 3 \text{ }^\circ\text{C})$ e, em condições normais de operação.

8.2 Procedimento de ensaio:

a) A bateria deve ser descarregada a uma corrente constante de 0,2 It (A), até uma tensão final especificada pelo fabricante;

b) A bateria deve então ser recarregada com a corrente máxima limitada especificada pelo fabricante, com a tensão do recarregador excedendo em 10% a tensão de recarga máxima especificada pelo fabricante;

Nota: A tensão excedente pode ser aplicada por um recarregador externo, no caso de dificuldade em realizar o ensaio com o recarregador original. Caso haja limitação dos equipamentos disponíveis para realização do ensaio, a sobretensão pode ser aplicada em apenas uma parte da bateria;

c) O ensaio deve ser realizado até que o sistema de gerenciamento interrompa a recarga, o que deve ocorrer antes de atingir 110% da tensão limite superior de recarga definida pelo fabricante; e

d) A aquisição/monitoramento de dados deve continuar por 1 h após a recarga ser interrompida.

8.3 A bateria é considerada conforme se todas as funções da bateria se mantiverem totalmente operacionais conforme projetado e se não houver fogo ou explosão durante o ensaio.

9. ENSAIO DE CONTROLE DE SOBRECARGA DE CORRENTE

9.1 O ensaio deve ser realizado a uma temperatura ambiente de $25 \text{ }^\circ\text{C} (\pm 3 \text{ }^\circ\text{C})$ e, em condições normais de operação.

9.2 Procedimento de ensaio:

a) A bateria deve ser descarregada a uma corrente constante de 0,2 It (A), até uma tensão final especificada pelo fabricante;

b) A bateria deve então ser recarregada com uma corrente que exceda a corrente máxima de recarga especificada pelo fabricante em 20%;

c) O sistema de gerenciamento deve detectar a corrente de sobrecarga e deve controlar a corrente de recarga abaixo do seu valor máximo ou desconectar a bateria; e

d) A aquisição/monitoramento de dados deve continuar por 1 h após a recarga ser interrompida.

9.3 A bateria é considerada conforme se todas as funções da bateria se mantiverem totalmente operacionais conforme projetado e se não houver fogo ou explosão durante o ensaio.

10. ENSAIO DE CONTROLE DE SOBREAQUECIMENTO

10.1 O ensaio deve ser realizado a uma temperatura ambiente de 25 °C (± 3 °C) e, em condições normais de operação.

10.2 Procedimento de ensaio:

a) A bateria deve ser descarregada a uma corrente constante de 0,2 It (A), até uma tensão final especificada pelo fabricante;

b) A bateria deve então ser recarregada com a corrente recomendada pelo fabricante até atingir o estado de carga de 50%;

c) A temperatura da bateria, medida em ponto informado pelo fabricante, deve ser aumentada em 5 °C acima da temperatura máxima de operação;

d) A recarga deve continuar na temperatura elevada até que o sistema de gerenciamento da bateria interrompa a recarga; e

e) A aquisição/monitoramento de dados deve continuar por 1 h após a recarga ser interrompida.

10.3 A bateria é considerada conforme se todas as funções da bateria se mantiverem totalmente operacionais conforme projetado e se não houver fogo ou explosão durante o ensaio.

ANEXO ESPECÍFICO D - INVERSORES ON-GRID

1. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

RTQ	Regulamento Técnico da Qualidade para Equipamentos para Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos.
ABNT NBR 16149:2013	Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.
ABNT NBR 16150:2013	Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição Procedimento de ensaio de conformidade.
ABNT NBR IEC 62116:2012	Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.
IEC 62109-2:2011	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters.
IEC 62891:2020	Maximum power point tracking efficiency of grid connected photovoltaic inverters
CISPR 11:2015	Industrial, scientific and medical equipment - Radio-frequency disturbance characteristics - Limits and methods of measurement.
CISPR 11:2015/AMD1:2016	Amendment 1 - Industrial, scientific and medical equipment - Radio-frequency disturbance characteristics - Limits and methods of measurement.
CISPR 11:2015/AMD2:2019	Amendment 2 - Industrial scientific and medical equipment - Radio-frequency disturbance characteristics - Limits and methods of measurement.
IEC 61000-6-3:2006	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-3: Generic standards - Emission standard for residential, commercial and light-industrial environments.
IEC 61000-6-3:2006/AMD1:2010	Amendment 1 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-3: Generic standards - Emission standard for residential, commercial and light-industrial environments.
IEC 61000-6-3:2020	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-3: Generic standards - Emission standard for equipment in residential environments.
IEC 61000-6-4:2006	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-4: Generic standards - Emission standard for industrial environments.
IEC 61000-6-4:2006/AMD1:2010	Amendment 1 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-4: Generic standards - Emission standard for industrial environments.

IEC 61000-6-4:2018	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-4: Generic standards - Emission standard for industrial environments.
IEC 61000-3-11:2000	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-11: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems - Equipment with rated current ≤ 75 A and subject to conditional connection.
IEC 61000-3-3:2013	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-3: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection.
IEC 62920:2017	Photovoltaic power generating systems - EMC requirements and test methods for power conversion equipment.
IEC 62920:2017/AMD1:2021	Amendment 1 - Photovoltaic power generating systems - EMC requirements and test methods for power conversion equipment.
ABNT NBR IEC/CISPR 11:2020	Equipamentos industriais, científicos e médicos - Características das perturbações de radiofrequência - Limites e métodos de medição.

2. DEFINIÇÕES

2.1 Modelo de inversor on-grid

Exemplar de inversor on-grid de: (i) mesma unidade fabril; (ii) mesmas tensões de operação c.c.; (iii) mesmo número de fases; (iv) mesmo tipo de isolamento galvânica em baixa frequência no lado da rede (com ou sem transformador de 60 Hz na saída do inversor); (v) mesma potência c.a.

Nota: Podem ser consideradas versões de um mesmo modelo as variações no formato da caixa, nos dimensionais externos e nos elementos estéticos e as variações em acessórios e recursos adicionais.

3. ENSAIOS

3.1 Definição dos ensaios a serem realizados

3.1.1 Os ensaios devem seguir os procedimentos especificados nas normas ABNT NBR 16150, ABNT NBR IEC 62116, IEC 62109-2, IEC 62891 e no Anexo B deste Anexo Específico D.

3.1.1.1 Os ensaios de emissão de perturbação de radiofrequências devem seguir os procedimentos especificados nas normas CISPR 11, IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-4, IEC 62920 ou ABNT NBR IEC/CISPR 11.

Nota: Para os ensaios de emissão de perturbação de radiofrequências devem ser considerados o inversor e o seu respectivo sistema de envio de comandos externos.

3.1.2 A definição de ensaios deve considerar o modelo de inversor on-grid, conforme definição apresentada no subitem 2.1 deste Anexo Específico D.

3.1.3 A conformidade dos inversores on-grid quanto aos requisitos do RTQ deve ser demonstrada pelos ensaios enumerados na Tabela 1.

Tabela 1 – Definição dos ensaios

Item RTQ	Ensaio/Procedimentos	Procedimento		Etapas da Avaliação da Conformidade					
		Base Normativa	Item	Inicial	Manutenção	Renovação			
				Mês 0	36 meses	72 meses			
5.4.1 6.2 6.6	1. Inspeção visual	Anexo Específico D (Anexo B)	3.1	Todos os ensaios no modelo	Todos os ensaios (exceto os ensaios 7, 8, 9, 10, 14, 21, 22, 23 e 25) no modelo	Todos os ensaios no modelo			
5.4.2	2. Suportabilidade à sobrecarga nas portas fotovoltaicas	Anexo Específico D (Anexo B)	3.2						
5.4.3	3. Suportabilidade à inversão de polaridade nas portas fotovoltaicas	Anexo Específico D (Anexo B)	3.3						
5.4.4	4. Suportabilidade a religamento automático fora de fase	ABNT NBR 16150	6.10						
5.4.5	5. Detecção e interrupção diante a falhas de isolamento nas portas fotovoltaicas	IEC 62109-2	4.8						
5.4.6	6. Detecção e interrupção de corrente residual excessiva na porta de conexão à rede	IEC 62109-2	4.8						
5.4.9	7. Injeção de componente contínua na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.4						
5.4.10	8. Harmônicos e distorção de forma de onda de corrente na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.3						
5.4.11	9. Fator de potência fixo na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.4.1						
5.4.12	10. Fator de potência com curva do FP na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.4.2						
5.4.13	11. Injeção/ demanda de potência reativa na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.2						
5.4.14	12. Sobre/sub tensão na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.5						
5.4.15	13. Sobre/sub frequência na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.6						
Item RTQ	Ensaio/Procedimentos	Procedimento					Etapas da Avaliação da Conformidade		
		Base Normativa	Item				Inicial	Manutenção	Renovação
				Mês 0	36 meses	72 meses			
5.4.16	14. Flutuação de tensão na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.1						
5.4.17	15. Perda de rede na porta de conexão à rede (ilhamento não intencional)	ABNT NBR IEC 62116	Toda						
5.4.18	16. Imunidade à variação de potência ativa em sub frequência na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.6						
5.4.19	17. Controle de potência ativa em sobre frequência na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.9						
5.4.20	18. Imunidade a sobre/subfrequência transitórias e taxa de variação de frequência na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.8						
5.4.21	19. Imunidade a sobre/subtensões transitórias na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.10						
5.4.22	20. Conexão e reconexão na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.11						
5.4.23	21. Limitação de potência ativa na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.11						
5.4.24	22. Modulação de potência reativa na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.12						
5.4.25	23. Desconexão do sistema fotovoltaico na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.13						
5.4.26	24. Eficiência de conversão	Anexo Específico D (Anexo B)	3.12						
5.7	25. Emissão de perturbação de radiofrequência	CISPR 11	(*)						
		ABNT NBR IEC/CISPR 11	(*)						
		IEC 61000-6-3	(*)						
		IEC 61000-6-4	(*)						
		IEC 62920	5.2.4.1 5.2.4.2						

Nota 1: (*) Os ensaios aplicáveis das normas citadas referem-se aos ensaios de emissão de perturbações de radiofrequências conduzidas e radiadas definidas para ambiente residencial/doméstico ou ambiente industrial, conforme o uso especificado pelo fabricante. No caso de um produto poder funcionar em ambos os ambientes, prevalece o atendimento aos requisitos para ambiente residencial/doméstico.

Nota 2: Qualquer alteração do produto, a qualquer momento, que possa influenciar suas características de perturbação de radiofrequência, ensejará a realização de novos ensaios de emissão de perturbação de radiofrequência.

3.1.4 Todos os ensaios devem ser realizados com o equipamento sob ensaio (ESE) operando na frequência nominal de referência de 60 Hz, acondicionado em ambiente com temperatura de 25 °C (\pm 3 °C).

Nota: Especificamente para os ensaios de emissão de perturbação de radiofrequência podem ser utilizadas frequências nominais diferentes de 60 Hz.

3.1.5 Os inversores on-grid devem ser ensaiados nas seguintes tensões nominais de saída:

a) Monofásicos ou bifásicos: 220 V ou 127 V; e

b) Trifásicos (tensão fase-fase): 380 V ou 220 V.

3.1.6 Os inversores on-grid que operam com tensões nominais de saída diferentes das indicadas no subitem 3.1.5, devem ser submetidos, adicionalmente, aos ensaios 8, 10, 12, 15, 16, 17, 18 e 19 em cada uma das tensões adicionais declaradas pelo fabricante na folha de dados ou manual do produto.

3.1.7 No Ensaio 25 deve ser considerada a classe do produto (A, industrial ou B, residencial) conforme o ambiente de instalação declarado pelo fabricante.

3.1.8 No Ensaio 25 não se aplica a condição de temperatura ambiente, devendo ser seguidas as características de ambiente de ensaio, equipamento e procedimentos especificadas na norma CISPR 11, IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-4, IEC 62920 ou ABNT NBR IEC/CISPR 11.

3.2 Definição da Amostragem

3.2.1 Para a realização de todos os ensaios elencados na Tabela 1 deve ser disponibilizada, pelo menos, 1 unidade de inversor on-grid do modelo.

3.2.2 Para inversores que não possibilitem a inspeção visual do(s) elemento(s) de desconexão mecânica do lado c.a. devido ao circuito eletrônico estar encapsulado com resina isolante, deve ser providenciado junto ao fornecedor uma amostra adicional sem encapsulamento (poting) que permita que a verificação visual seja comprovada.

3.2.3 Deve ser providenciado junto ao fornecedor uma indicação da localização física do(s) elemento(s) de desconexão mecânica do lado c.a. na placa de circuito impresso do inversor.

3.2.4 Deve ser providenciado junto ao fornecedor, todos os dispositivos necessários para a configuração adequada do ensaio, incluindo-se o manual de operação em português, os conectores para as portas c.c., portas c.a. e portas de comunicação, bem como todo o hardware e software complementar (p. ex.: notebook com drivers de comunicação instalados) para configuração adequada do inversor e conexão com computador para ensaios, por meio de uma porta de comunicação USB, RS232 ou Ethernet.

3.2.5 Deve ser verificado que os equipamentos de comunicação fornecidos garantam que a conexão do computador com o inversor on-grid seja capaz de enviar os comandos necessários para a realização dos ensaios, conforme os procedimentos da norma ABNT NBR 16150, possibilitando a execução dos seguintes comandos:

- a) Controle da potência ativa de saída entre 20% - 100% (inversores com potência nominal > 6 kW);**
- b) Operação com potência reativa indutiva igual a 0,4843 vezes a potência ativa nominal (inversores com potência nominal > 6 kW);**
- c) Operação com potência reativa nula (inversores com potência nominal > 6 kW);**
- d) Operação com potência reativa capacitiva igual a 0,4843 vezes a potência ativa nominal (inversores com potência nominal > 6 kW);**
- e) Operação com fator de potência capacitivo igual a 0,95 (inversores com potência nominal > 3 kW e ≤ 6 kW);**
- f) Operação com fator de potência indutivo igual a 0,95 (inversores com potência nominal > 3 kW e ≤ 6 kW);**
- g) Operação com fator de potência capacitivo igual a 0,9 (inversores com potência nominal > 6 kW);**
- h) Operação com fator de potência indutivo igual a 0,9 (inversores com potência nominal > 6 kW);**
- i) Operação com fator de potência unitário (inversores com potência nominal > 3 kW)**
- j) Desconexão da rede elétrica (todos os inversores); e**
- k) Reconexão à rede elétrica (todos os inversores).**

3.2.6 Quando o fabricante especificar no manual do produto a necessidade de empregar componentes externos para o adequado funcionamento do inversor on-grid, o fornecedor deve disponibilizar, além do inversor, todos os componentes críticos necessários para a operação do equipamento, bem como a sua comunicação e configuração.

3.2.7 Quando a proteção contra curto-circuito não estiver incorporada ao inversor, os componentes externos necessários são considerados componentes críticos e devem ser enviados juntamente com a amostra.

Nota: São considerados componentes críticos: os dispositivos de proteção externos incluindo fusíveis, os disjuntores, os dispositivos protetores de surto (DPS) e o disjuntor diferencial residual (DDR), bem como, os módulos de comunicação, os cabos de interconexão e seus conectores, as baterias e outros componentes que se fizerem necessários para os ensaios.

3.3 Critérios de aceitação

3.3.1 No Ensaio 4, a amostra é considerada conforme se a corrente de saída estiver dentro dos parâmetros nominais de operação, após estabelecidas as condições normais de rede e eventual troca de fusíveis e rearme de proteções.

3.3.2 No Ensaio 7, a amostra é considerada conforme se a injeção de componente contínua na rede elétrica for inferior a 0,5% da corrente c.a. nominal do inversor em cada fase.

3.3.3 No Ensaio 9, a amostra é considerada conforme se a diferença entre os valores de fator de potência medidos, em cada fase, e os valores esperados estiver dentro da tolerância de $\pm 0,025$, para carregamentos do inversor on-grid acima de 20% da potência c.a. nominal do inversor.

3.3.4 No Ensaio 10, a amostra é considerada conforme se o fator de potência medido, em cada fase, estiver no intervalo entre $\pm 0,025$, para carregamentos do inversor on-grid acima de 20% até 50%, e $\pm 0,02$ acima de 50% até 100% da potência c.a. nominal do inversor em relação aos valores da curva de fator de potência da Figura 1 disposta no subitem 5.4.12 do RTQ.

3.3.5 Para os demais ensaios, os critérios de aceitação da amostra ensaiada devem seguir as especificações das normas ABNT NBR 16150, ABNT NBR IEC 62116, IEC 62109-2, IEC 62891, IEC 61000-3-3, IEC 61000-3-11 e do Anexo B deste Anexo Específico D.

3.3.6 A amostra é considerada conforme se, nos respectivos ensaios, atender a todos os requisitos dispostos nos subitens 5.4 e 5.7 do RTQ.

ANEXO A – MODELO DE PLANILHA DE ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS (PET) DE INVERSORES ON-GRID

PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM																	
PLANILHA DE ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS										APROVAÇÃO: xx/xx/xx				ORIGEM: INMETRO			
INVERSORES ON-GRID										N.º REVISÃO: xx				ÚLTIMA REVISÃO: xx/xx/xx			
1 FABRICANTE									2 FORNECEDOR								
Razão Social: <fornecedor responsável pela manufatura do produto> CNPJ/CPF: <se o fabricante estiver estabelecido no país> Endereço: <rua, número, bairro, cidade, estado, país, cep> Telefone: <+xx(xx)xxxx-xxxx> E-mail: <xxxxxx@xxxxx.xxx.xx> Nome do Responsável: <na empresa fabricante>									Razão Social: <fornecedor legalmente estabelecido no país responsável pelo registro do produto> CNPJ/CPF: <se o fabricante estiver estabelecido no país> Endereço: <rua, número, bairro, cidade, estado, país, cep> Telefone: <+xx(xx)xxxx-xxxx> E-mail: <xxxxxx@xxxxx.xxx.xx> Nome do Responsável: <na empresa fornecedora>								
3 IDENTIFICAÇÃO DO MODELO DE INVERSORES ON-GRID																	
Nome do modelo de inversor on-grid: <nomear o modelo com o mesmo nome cadastrado no processo de registro, seguindo o padrão: Inversor-on grid - Marca - Modelo - N. de fases - Potência> Unidade fabril: endereço da unidade fabril onde o produto foi fabricado Número de fases: <monofásico, bifásico, trifásico, etc.> Tipo de isolamento galvânica em baixa frequência no lado da rede: <com transformador ou sem transformador>																	
MODELO / CÓDIGO/ FIRMWARE	Características físicas				Conexão fotovoltaica c.c. (entrada)						Conexão com a rede c.a. (saída)						Eficiência (%)
	Comprimento (mm)	Altura (mm)	Largura (mm)	Peso (kg)	Número de SPMP	Faixa de SPMP		Faixa de operação		Limites operacionais		Faixa de Operação			Limites Operacionais		
						Tensão c.c. mín (V)	Tensão c.c. máx (V)	Tensão c.c. mín (V)	Tensão c.c. máx (V)	Corrente c.c. máx (A)	Tensão c.c. máx (V)	Tensão c.a. nominal saída (V)	Tensões adicionais de operação	Frequência nominal de saída (Hz)	Potência c.a. nominal de saída (W)	Corrente máxima de saída (A)	
4 COMPATIBILIDADE ELETROMAGNÉTICA									5 SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA ARCO ELÉTRICO (se existente)								
Equipamento conforme os requisitos de emissão de perturbação de radiofrequências, de acordo com o estabelecido na norma <XXX XXXX/Ano>, itens/seções <XXXXXX>, para aplicação <residencial, industrial ou residencial e industrial>.									Funcionalidade: <Detecção de Arco – AFD, Detecção e Interrupção de Arco – AFPE> Número de strings, entradas e canais monitorados: <especificar> Método de reconexão: <Manual, Remota manual ou Automática>								
6 OBSERVAÇÕES																	
<observações complementares, se houver>																	
7 DATA				8 ASSINATURA DO FORNECEDOR (responsável legal pela empresa)													
xx/xx/xxxx				Somente assinatura													
				Carimbo (se houver)													

ANEXO B - METODOLOGIA DE ENSAIO DE INVERSORES ON-GRID

1. APARELHOS E COMPONENTES

1.1 Os requisitos para o simulador de rede c.a. e simulador de gerador fotovoltaico empregados nos ensaios estão definidos na norma ABNT NBR 16150.

Nota: Um transformador ou autotransformador pode ser empregado na saída do simulador de rede c.a. para adequação dos níveis de tensão de ensaio, desde que este, no lado do ESE, atenda aos requisitos especificados para o simulador de rede c.a. na norma ABNT NBR 16150.

1.2 Os requisitos para a carga RLC empregada no ensaio de perda de rede c.a. (anti-ilhamento) são definidos na norma ABNT NBR IEC 62116, projetados na frequência de 60 Hz.

1.3 Os requisitos para a impedância de ensaio empregada no ensaio de flutuação de tensão (cintilação) estão definidos na norma IEC 61000-3-3, para correntes menores ou iguais a 16 A, e na norma IEC 61000-3-11, para correntes superiores a 16 A, projetados na frequência de 60 Hz.

1.4 Os requisitos para o transformador de isolamento, empregado no ensaio de Injeção de componente contínua na porta de conexão à rede, são os seguintes:

a) Possuir isolamento galvânica entre o primário e o secundário; e

b) Atender no lado do ESE aos requisitos especificados na norma ABNT NBR 16150 para o simulador de rede c.a.

1.5 Os requisitos para o circuito empregado nos ensaios de detecção e interrupção diante a falhas de isolamento nas portas fotovoltaicas e de detecção e interrupção de corrente residual excessiva na porta de conexão à rede estão descritos na norma IEC 62109-2.

2. EXATIDÃO E INCERTEZA DAS MEDIÇÕES

2.1 Os requisitos para as medições de tensão, frequência, corrente, potência ativa, potência reativa, potência aparente, conteúdo harmônico da corrente, distorção harmônica de corrente, fator de potência, ângulo de fase e forma de onda estão definidos na norma ABNT NBR 16150.

2.2 Para as medições em regime permanente, considera-se as agregações em janelas de 200 ms conforme a norma IEC 61000-4-30.

2.3 As medições de temperatura devem ser realizadas com equipamento que possua uma exatidão igual ou melhor do que 1 °C.

2.4 As medições de tempo realizadas por oscilografia devem ser realizadas com equipamento que possua uma exatidão igual ou melhor do que 1 ms.

2.5 As medições de tempo realizadas com cronômetro devem ser realizadas com equipamento que possua uma classe de exatidão menor que 1 s.

2.6 A incerteza expandida das medidas de eficiência energética devem ser de no máximo 0,5 pontos percentuais

3. ENSAIOS

3.1. Inspeção visual

3.1.1 Preparação do ensaio:

a) Providenciar a documentação que indique a posição na placa do circuito impresso onde está instalado o dispositivo de desconexão mecânica e sua configuração, conforme disponibilizado pelo fornecedor;

b) Caso não seja possível abrir a tampa do equipamento, deve ser verificado junto ao fornecedor um processo para abrir o equipamento; e

c) Caso o circuito eletrônico esteja encapsulado com resina isolante, deve ser providenciado junto ao fornecedor uma amostra adicional sem encapsulamento (poting) que permita que a verificação visual seja comprovada.

3.1.2 Antes de proceder aos ensaios, é necessário realizar a inspeção visual externa do inversor on-grid, verificando-se os seguintes aspectos:

a) Presença das informações mínimas, conforme disposto nos subitens 6.2 e 6.6 do RTQ;

b) Integridade física dos terminais;

c) Ausência de partes danificadas; e

d) Funcionamento da sinalização visual (se houver).

3.1.3 Procedimento de ensaio:

a) Abrir o encapsulamento externo do equipamento de forma a tornar possível a visualização do circuito interno;

b) Com base na documentação fornecida, identificar a presença do(s) componente(s) eletrônico(s) que realizam a função; e

c) Em caso de dúvidas sobre o dispositivo, o laboratório pode empregar métodos e/ou ensaios para avaliar a continuidade ou a existência de comutação eletrônica.

3.1.4 O inversor é considerado conforme se for constatado possuir o dispositivo de desconexão mecânica (relé, contator, ou dispositivo equivalente), conforme subitem 5.4.1 do RTQ, e as respectivas marcações obrigatórias indicadas nos subitens 6.2 e 6.6 do RTQ.

3.2 Suportabilidade à sobrecarga nas portas fotovoltaicas

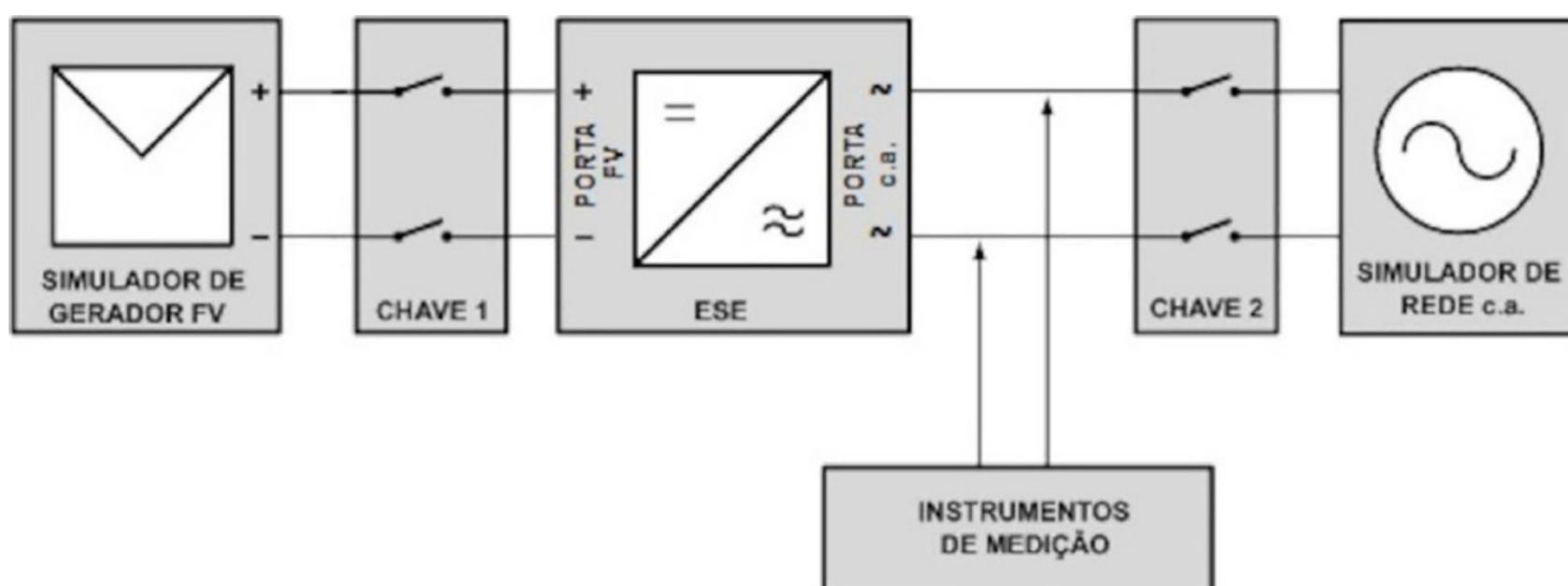
3.2.1 Configuração do ensaio:

a) Conectar o ESE, os aparelhos de ensaio e os instrumentos de medição conforme a Figura 1;

b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer uma potência máxima c.c. nas portas fotovoltaicas para que o ESE possa operar em 120% da potência c.a. nominal (especificada pelo fabricante), definindo uma curva de operação tensão versus corrente fotovoltaica com tensão arbitrária e fator de forma de 0,72 (0,9 para corrente e 0,8 para tensão); e

c) Configurar o simulador de rede para absorver até 130% da potência c.a. nominal do ESE (especificada pelo fabricante), produzindo na porta de conexão à rede do ESE uma rede c.a. de 60 Hz com tensão igual à tensão nominal de operação especificada para o ESE.

Figura 1 - Diagrama de conexões dos instrumentos de medição, aparelhos e componentes para o ensaio



3.2.2 Procedimento de ensaio:

a) Medir a temperatura ambiente e garantir que ela esteja entre 25 oC \pm 3 oC;

b) Fechar as chaves 1 e 2 seguindo a ordem de conexão do ESE sugerida pelo fabricante, de forma que o ESE entre em operação;

c) Manter o ESE em operação por um intervalo de tempo de 90 min; e

d) Medir na porta de conexão à rede a potência ativa injetada na rede pelo equipamento durante todo o período de ensaio.

3.2.3 O inversor é considerado conforme se, durante todo o período do ensaio, sem interrupções, fornecer na porta de conexão à rede uma potência ativa média, medida em janelas de 5 min, igual à potência nominal do equipamento, com tolerância de \pm 2,5%.

3.3 Suportabilidade à inversão de polaridade nas portas fotovoltaicas

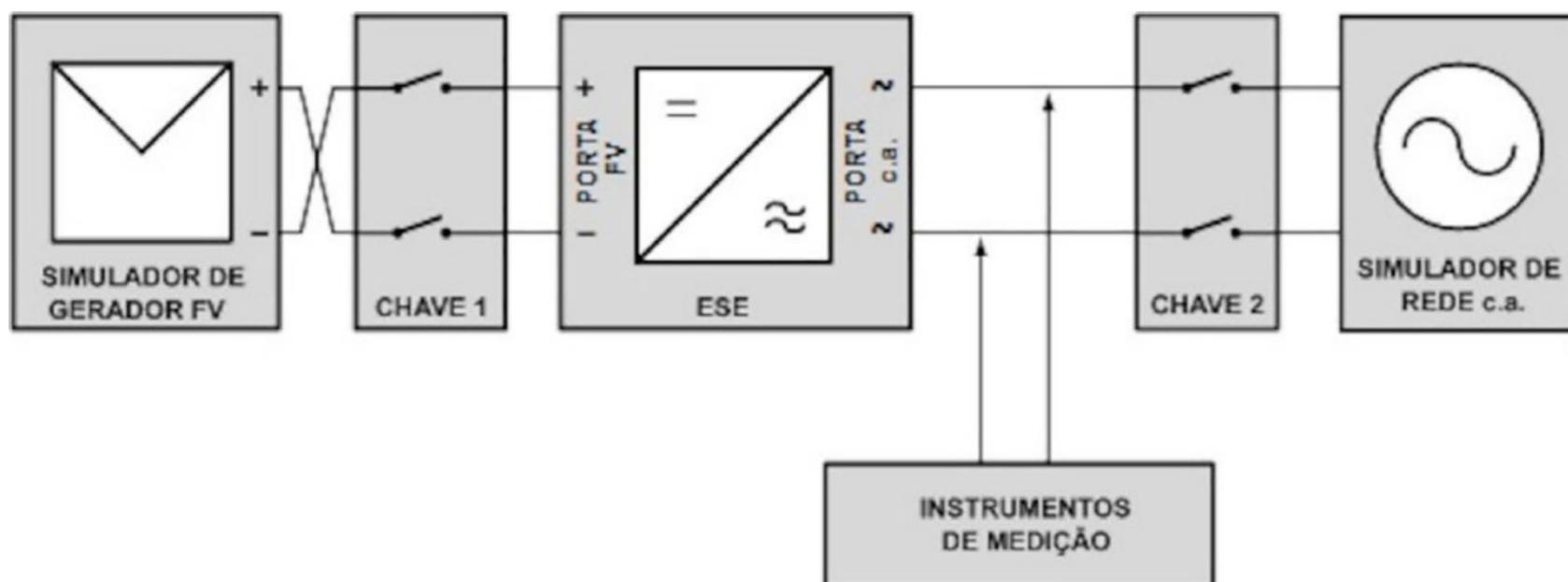
3.3.1 Configuração do ensaio:

a) Conectar o ESE, os aparelhos de ensaio e os instrumentos de medição conforme a Figura 2;

b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer uma potência máxima c.c. nas portas fotovoltaicas para que o ESE possa operar em 100% da potência c.a. nominal (especificada pelo fabricante), definindo uma curva de operação tensão versus corrente fotovoltaica com tensão de circuito aberto igual a tensão máxima especificada para a porta c.c. e fator de forma de 0,72 (0,9 para corrente e 0,8 para tensão); e

c) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência c.a. nominal do ESE (especificada pelo fabricante), produzindo na porta de conexão à rede do ESE uma rede c.a. de 60 Hz com tensão igual à tensão nominal de operação especificada para o ESE nas portas fotovoltaicas.

Figura 2 - Diagrama de conexões dos instrumentos de medição, aparelhos e componentes para o ensaio de proteção contra inversão de polaridade



3.3.2 Procedimento de ensaio:

a) Fechar as chaves 1 e 2 seguindo a ordem de conexão ao ESE sugerida pelo fabricante, de forma que o ESE possa entrar em operação;

b) Manter o ESE nessa configuração por 300 s;

c) Abrir as chaves 1 e 2 e reconectar o simulador fotovoltaico nas portas fotovoltaicas do ESE de acordo com o esquemático da Figura 1;

Nota 1: Caso seja observado que ocorreu a queima de fusíveis do ESE como parte do processo de proteção do equipamento durante a etapa anterior, os mesmos podem ser substituídos por outros de igual especificação.

Nota 2: Caso exista essa possibilidade, os fusíveis devem ser fornecidos previamente pelo solicitante do ensaio.

d) Fechar as chaves 1 e 2 seguindo a ordem de conexão ao ESE sugerida pelo fabricante, de forma que o ESE entre em operação;

e) Manter o ESE nessa configuração por 300 s; e

f) Medir e registrar na porta de conexão à rede a potência ativa c.a. fornecida pelo ESE durante todo o tempo da etapa "e".

3.3.3 O inversor é considerado conforme se, após o ensaio, não apresentar qualquer dano, com exceção dos eventuais fusíveis descritos no procedimento, devendo operar normalmente com potência nominal durante a etapa "e".

3.4 Injeção de componente contínua na porta de conexão à rede

3.4.1 Configuração do ensaio:

a) Conectar o ESE, os aparelhos de ensaio e os instrumentos de medição conforme a Figura 3;

b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer uma potência máxima c.c. nas portas fotovoltaicas para que o ESE opere em 100% da potência c.a. nominal (especificada pelo fabricante), definindo uma curva de operação tensão versus corrente fotovoltaica com tensão arbitrária e fator de forma de 0,72 (0,9 para corrente e 0,8 para tensão); e

c) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência c.a. nominal do ESE (especificada pelo fabricante), produzindo na porta de conexão à rede do ESE uma rede c.a. de 60 Hz com tensão igual à tensão nominal de operação especificada para o ESE.

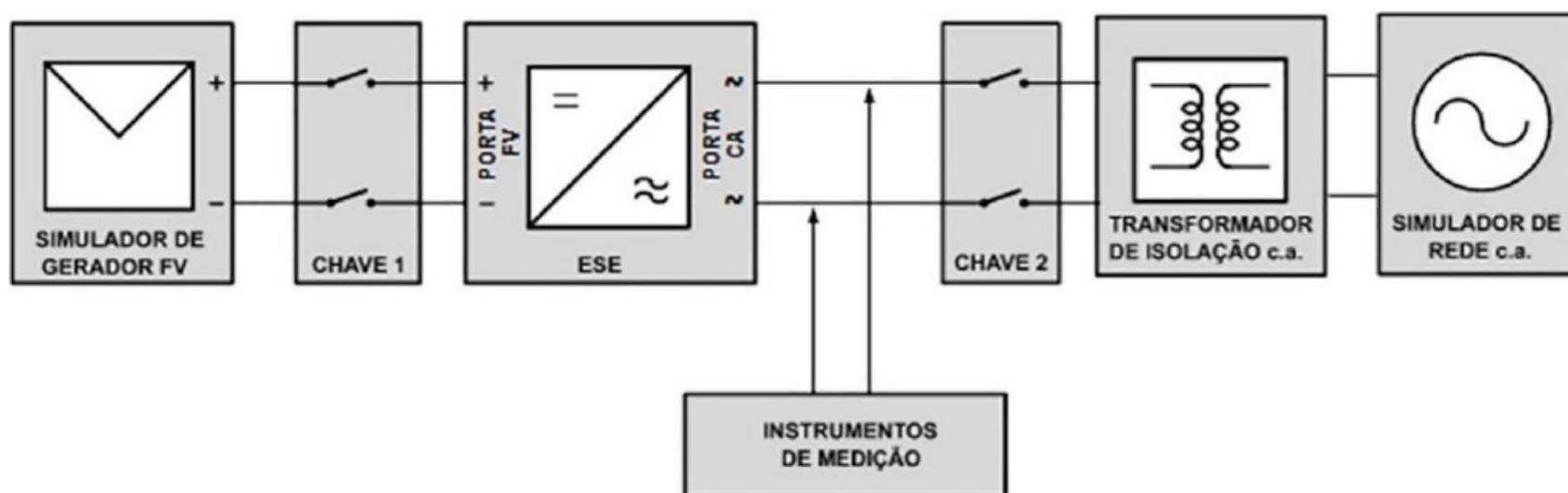
3.4.2 Procedimento de ensaio:

a) Fechar as chaves 1 e 2 seguindo a ordem de conexão ao ESE sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 330 s;

b) Medir e registrar a corrente contínua injetada na rede em cada uma das fases durante, pelo menos, 10 s.

3.4.3 O inversor é considerado conforme se a componente de corrente contínua sobreposta à corrente c.a. injetada, para todas as fases, tiver valor absoluto inferior a 0,5% da corrente c.a. nominal por fase.

Figura 3 - Diagrama de conexões dos instrumentos de medição, aparelhos e componentes para o ensaio de injeção de componente contínua



3.5 Sobre/sub tensão na porta de conexão à rede

3.5.1 O ensaio de tensão de desconexão por sobretensão deve ser realizado conforme a Seção 6.6.1 da norma ABNT NBR 16150, considerando-se o intervalo de tempo entre a realização dos degraus de, no mínimo, 5 s. Os limites de aceitação são os definidos para o ajuste padrão do Estágio 1 da Tabela 6 do subitem 5.4.14 do RTQ, com tolerância de $\pm 2\%$ da tensão nominal de ensaio.

3.5.2 O ensaio de tempo de desconexão por sobretensão deve ser realizado conforme a Seção 6.6.2 da norma ABNT NBR 16150. Os limites de aceitação são os definidos para o ajuste padrão do Estágio 1 da Tabela 6 do subitem 5.4.14 do RTQ, com tolerância de $+2\%$.

3.5.3 O ensaio de tensão de desconexão por subtensão deve ser realizado conforme a Seção 6.6.3 da norma ABNT NBR 16150, considerando o intervalo de tempo entre a realização dos degraus de, no mínimo, 5 s. Os limites de aceitação são os definidos para o ajuste padrão do Estágio 1 da Tabela 5 do subitem 5.4.14 do RTQ, com tolerância de $\pm 2\%$ da tensão nominal de ensaio.

3.5.4 O ensaio de tempo de desconexão por subtensão deve ser realizado conforme a Seção 6.6.4 da norma ABNT NBR 16150. Os limites de aceitação são os definidos para o ajuste padrão do Estágio 1 da Tabela 5 do subitem 5.4.14 do RTQ, com tolerância de $+2\%$.

3.6 Sobre/subfrequência na porta de conexão à rede

3.6.1 O ensaio de frequência de desconexão por sobrefrequência deve ser realizado conforme a Seção 6.7.1 da norma ABNT NBR 16150, considerando o intervalo de tempo entre os degraus de, no mínimo, 30 s. Os limites de aceitação são os definidos para o ajuste padrão do Estágio 1 da Tabela 8 do subitem 5.4.15 do RTQ, com tolerância de $\pm 0,2$ Hz.

3.6.2 O ensaio de tempo de desconexão por sobrefrequência deve ser realizado conforme a Seção 6.7.2 da norma ABNT NBR 16150. Os limites de aceitação são os definidos para o ajuste padrão do Estágio 1 da Tabela 8 do subitem 5.4.15 do RTQ, com tolerância de $+2\%$.

3.6.3 O ensaio de frequência de desconexão por subfrequência deve ser realizado conforme a Seção 6.7.3 da norma ABNT NBR 16150, considerando o intervalo de tempo entre os degraus de, no mínimo, 30 s. Os limites de aceitação são os definidos para o ajuste padrão do Estágio 1 da Tabela 7 do

subitem 5.4.15 do RTQ, com tolerância de $\pm 0,2$ Hz.

3.6.4 O ensaio de tempo de desconexão por subfrequência deve ser realizado conforme a Seção 6.7.4 da norma ABNT NBR 16150. Os limites de aceitação são os definidos para o ajuste padrão do Estágio 1 da Tabela 7 do subitem 5.4.15 do RTQ, com tolerância de +2%.

3.7 Imunidade à variação de potência ativa em subfrequência na porta de conexão à rede

3.7.1 Configuração do ensaio:

a) Conectar o ESE, os aparelhos de ensaio e os instrumentos de medição conforme a Figura 1;

b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer uma potência máxima c.c. nas portas fotovoltaicas para que o ESE opere em 100% da potência c.a. nominal (especificada pelo fabricante), definindo uma curva de operação tensão versus corrente fotovoltaica com tensão arbitrária e fator de forma de 0,72 (0,9 para corrente e 0,8 para tensão); e

c) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência c.a. nominal do ESE (especificada pelo fabricante), produzindo na porta de conexão à rede do ESE uma rede c.a. de 60 Hz com tensão igual à tensão nominal de operação especificada para o ESE.

3.7.2 Procedimento de ensaio:

a) Fechar as chaves 1 e 2 seguindo a ordem de conexão ao ESE sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 330 s;

b) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

c) Reduzir a frequência da rede para 59,5 Hz;

d) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

e) Reduzir a frequência da rede para 59,0 Hz;

f) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

g) Reduzir a frequência da rede para 58,5 Hz;

h) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

i) Reduzir a frequência da rede para 58,0 Hz;

j) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

k) Elevar a frequência da rede para 57,5 Hz;

l) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

m) Elevar a frequência da rede para 58,0 Hz;

n) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

o) Elevar a frequência da rede para 58,5 Hz;

p) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

q) Elevar a frequência da rede para 59,0 Hz;

r) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

s) Elevar a frequência da rede para 59,5 Hz;

t) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

u) Elevar a frequência da rede para 60,0 Hz; e

v) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE.

3.7.3 O inversor é considerado conforme se, em todos os pontos de ensaio, a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE mantiver um valor constante, com uma tolerância de $\pm 2,5\%$ em relação à potência ativa injetada no instante em que a frequência reduziu abaixo de 59,8 Hz. Caso o inversor seja polifásico, a diferença de potência entre as fases deve ser de, no máximo, 5%.

3.8 Imunidade a sobre/subfrequência transitórias e taxa de variação de frequência na porta de conexão à rede

3.8.1 Configuração do ensaio:

a) Conectar o ESE, os aparelhos de ensaio e os instrumentos de medição conforme a Figura 1;

b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer uma potência máxima c.c. nas portas fotovoltaicas para que o ESE opere em 100% da potência c.a. nominal (especificada pelo fabricante), definindo uma curva de operação tensão versus corrente fotovoltaica com tensão arbitrária e fator de forma de 0,72 (0,9 para corrente e 0,8 para tensão); e

c) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência c.a. nominal do ESE (especificada pelo fabricante), produzindo na porta de conexão à rede do ESE uma rede c.a. de 60 Hz com tensão igual à tensão nominal de operação especificada para o ESE.

3.8.2 Procedimento de ensaio:

a) Fechar as chaves 1 e 2 seguindo a ordem de conexão ao ESE sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 330 s;

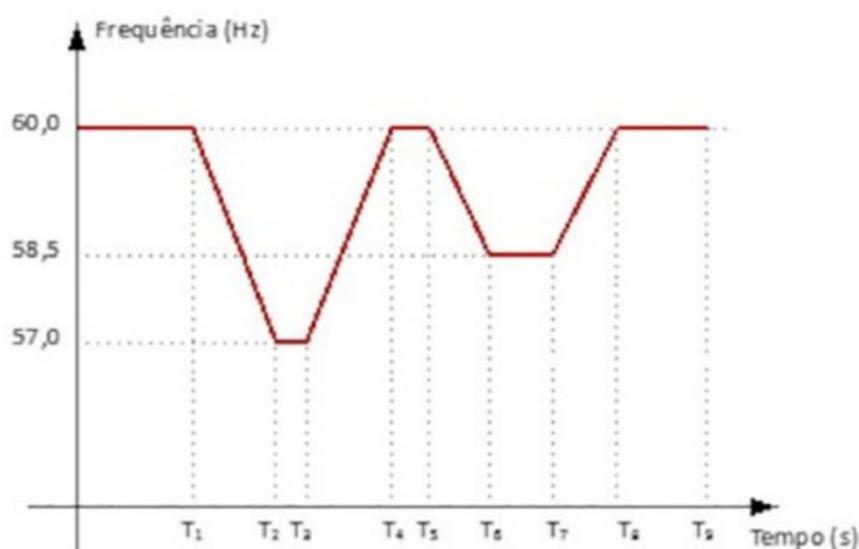
b) Ajustar a frequência do simulador de rede para gerar o padrão de frequência x tempo mostrado na Figura 4, considerando variações idênticas em todas as fases (para ESE polifásico);

c) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE, no mínimo a cada ciclo de rede;

d) Ajustar a frequência do simulador de rede para gerar o padrão de frequência x tempo mostrado na Figura 5, considerando variações idênticas em todas as fases (para ESE polifásico); e

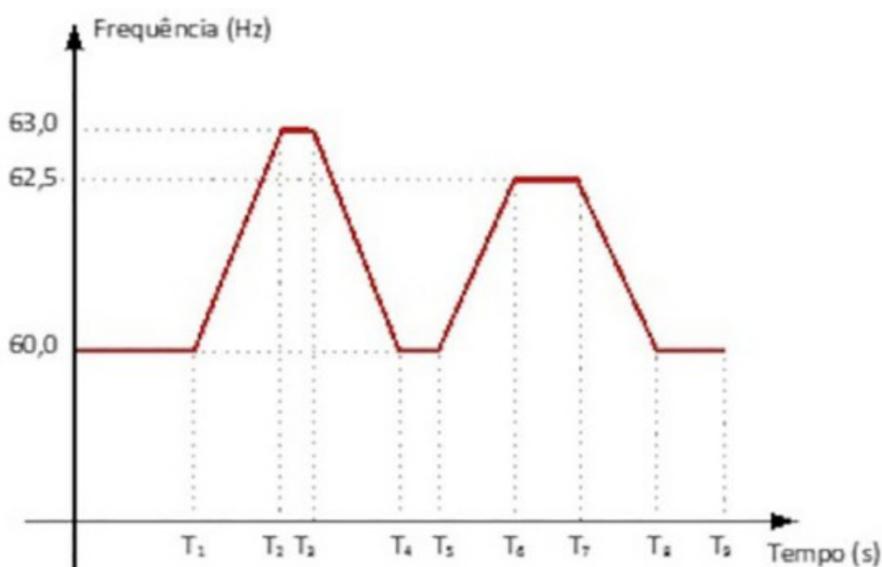
e) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE, no mínimo a cada ciclo de rede.

Figura 4 - Curva para realização dos ensaios de imunidade a variação de subfrequência



Intervalo	Duração (s)
$T_0 - T_1$	Vide item (a)
$T_1 - T_2$	1,5
$T_2 - T_3$	4,25
$T_3 - T_4$	1,5
$T_4 - T_5$	>2
$T_5 - T_6$	0,75
$T_6 - T_7$	>30
$T_7 - T_8$	0,75
$T_8 - T_9$	>2

Figura 5 - Curva para realização dos ensaios de imunidade a variação de sobrefrequência na rede



Intervalo	Duração (s)
$T_0 - T_1$	Vide item (a)
$T_1 - T_2$	1,5
$T_2 - T_3$	9,25
$T_3 - T_4$	1,5
$T_4 - T_5$	>2
$T_5 - T_6$	1,25
$T_6 - T_7$	>30
$T_7 - T_8$	1,25
$T_8 - T_9$	>2

3.8.3 O inversor é considerado conforme se manteve-se conectado e injetando potência ativa na porta de conexão à rede durante e após o ensaio. Caso o inversor seja polifásico, a diferença de potência entre as fases deve ser, no máximo, de 5%.

3.9 Controle de potência ativa em sobre frequência na porta de conexão à rede

3.9.1 Configuração do ensaio:

a) Conectar o ESE, os aparelhos de ensaio e os instrumentos de medição conforme a Figura 1;

b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer uma potência máxima c.c. nas portas fotovoltaicas para que o ESE opere em 100% da potência c.a. nominal (especificada pelo fabricante), definindo uma curva de operação tensão versus corrente fotovoltaica com tensão arbitrária e fator de forma de 0,72 (0,9 para corrente e 0,8 para tensão); e

c) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência c.a. nominal do ESE (especificada pelo fabricante), produzindo na porta de conexão à rede do ESE uma rede c.a. de 60 Hz com tensão igual à tensão nominal de operação especificada para o ESE.

3.9.2 Procedimento de ensaio:

a) Fechar as chaves 1 e 2 seguindo a ordem de conexão ao ESE sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 330 s;

b) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

c) Elevar a frequência da rede para 60,2 Hz;

d) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

e) Elevar a frequência da rede para 60,5 Hz;

f) Medir e registrar o tempo de resposta, a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

g) Elevar a frequência da rede para 61,0 Hz;

h) Medir e registrar o tempo de resposta, a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

i) Elevar a frequência da rede para 61,5 Hz;

j) Medir e registrar o tempo de resposta, a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

k) Elevar a frequência da rede para 62,0 Hz;

l) Medir e registrar o tempo de resposta, a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

m) Elevar a frequência da rede para 62,5 Hz;

n) Medir e registrar o tempo de resposta, a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

o) Reduzir a frequência da rede para 62,0 Hz;

p) Medir e registrar o tempo de resposta, a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

q) Reduzir a frequência da rede para 61,5 Hz;

r) Medir e registrar o tempo de resposta, a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

s) Reduzir a frequência da rede para 61,0 Hz;

t) Medir e registrar o tempo de resposta, a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

u) Reduzir a frequência da rede para 60,5 Hz;

v) Medir e registrar o tempo de resposta, a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

w) Reduzir a frequência da rede para 60,2 Hz;

x) Medir e registrar o tempo de resposta, a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE;

y) Reduzir a frequência da rede para 60,0 Hz; e

y) Medir e registrar a frequência e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE.

3.9.3 O inversor é considerado conforme se, em todos os pontos de ensaio, a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE seguir a curva mostrada na Figura 2 do subitem 5.4.19 do RTQ, com tolerância de $\pm 2,5\%$. O tempo de resposta para seguimento da curva de potência ativa em sobrefrequência for inferior a 0,5 s, considerando uma variação em degrau da frequência. Caso o inversor seja polifásico, a diferença de potência entre as fases deve ser, no máximo, de 5%.

Nota: O tempo de resposta é definido como o tempo necessário para a potência injetada atingir 90% do valor definido pela curva de potência ativa.

3.10 Imunidade a sobre/subtensões transitórias na porta de conexão à rede

3.10.1 Configuração do ensaio:

a) Conectar o ESE, os aparelhos de ensaio e os instrumentos de medição conforme a Figura 1;

b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer uma potência máxima c.c. nas portas fotovoltaicas para que o ESE opere em 100% da potência c.a. nominal (especificada pelo fabricante), definindo uma curva de operação tensão versus corrente fotovoltaica com tensão arbitrária e fator de forma de 0,72 (0,9 para corrente e 0,8 para tensão); e

c) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência c.a. nominal do ESE (especificada pelo fabricante), produzindo na porta de conexão à rede do ESE uma rede c.a. de 60 Hz com tensão igual à tensão nominal de operação especificada para o ESE.

3.10.2 Procedimento de ensaio:

a) Fechar as chaves 1 e 2 seguindo a ordem de conexão ao ESE sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 330s;

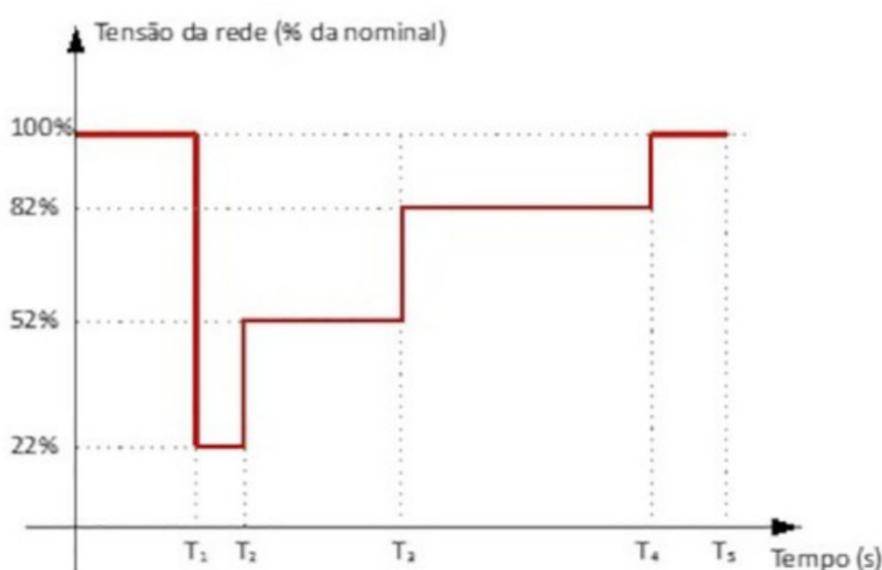
b) Ajustar a tensão do simulador de rede para gerar o padrão de tensão x tempo mostrado na Figura 6, considerando variações simétricas em todas as fases (para ESE polifásico);

c) Medir e registrar a tensão e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE ;

d) Ajustar a tensão do simulador de rede para gerar o padrão de tensão x tempo mostrado na Figura 7, considerando variações simétricas em todas as fases (para ESE polifásico); e

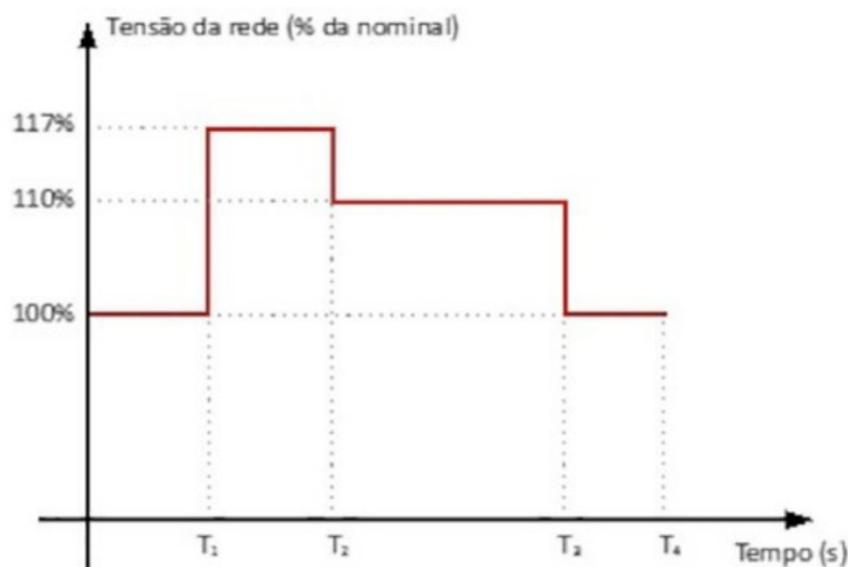
e) Medir e registrar a tensão e a potência ativa na porta de conexão à rede do ESE, no mínimo, a cada ciclo de rede.

Figura 6 - Curva para realização dos ensaios de imunidade a variação de subtensão na rede



Intervalo	Duração (s)
$T_0 - T_1$	Vide item (a)
$T_1 - T_2$	0,48
$T_2 - T_3$	2,0
$T_3 - T_4$	>30
$T_4 - T_5$	>5

Figura 7 - Curva para realização dos ensaios de imunidade a variação de sobretensão na rede



Intervalo	Duração (s)
$T_0 - T_1$	Vide item (a)
$T_1 - T_2$	0,98
$T_2 - T_3$	>30
$T_3 - T_4$	>5

3.10.3 O inversor é considerado conforme se, no ensaio, manteve-se conectado e, após o ensaio, no período máximo de 200 ms, retornou à potência nominal (ativa e reativa), com tolerância de $\pm 10\%$.

Nota: Caso o inversor seja polifásico, a diferença de potência entre as fases deve ser, no máximo, de 5%.

3.11 Conexão e reconexão na porta de conexão à rede

3.11.1 Configuração do ensaio:

a) Conectar o ESE, os aparelhos de ensaios e os instrumentos de medição conforme a Figura 1;

b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer uma potência máxima c.c. nas portas fotovoltaicas para que o ESE opere em 100% da potência c.a. nominal (especificada pelo fabricante), definindo uma curva de operação tensão versus corrente fotovoltaica com tensão arbitrária e fator de forma de 0,72 (0,9 para corrente e 0,8 para tensão); e

c) Configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência c.a. nominal do ESE (especificada pelo fabricante), produzindo na porta de conexão à rede do ESE uma rede c.a. de 60 Hz com tensão igual à tensão nominal de operação especificada para o ESE.

3.11.2 Procedimento de ensaio:

a) Fechar a chave 1;

b) Aguardar por 30 s para que o equipamento inicialize sua operação;

c) Fechar a chave 2 e registrar o tempo no qual a potência ativa fornecida pelo ESE na porta de conexão à rede torna-se maior que 1% do valor nominal;

d) A partir deste instante, medir e registrar a potência ativa a cada 10 s até atingir um tempo total de 330 s;

e) Reduzir a tensão do simulador de rede para um valor entre 0% e 10% do valor nominal e registrar o tempo no qual a potência ativa fornecida pelo ESE na porta de conexão à rede torna-se nula;

f) Aumentar a tensão do simulador de rede para 95% do valor nominal e registrar o tempo no qual a potência ativa fornecida pelo ESE na porta de conexão à rede torna-se maior que 1% do valor nominal; e

g) A partir deste instante, medir e registrar a potência ativa fornecida a cada 10 s até atingir um tempo total de 330 s.

3.11.3 O inversor é considerado conforme se: a) o tempo medido nas etapas "c" e "f" atender ao requisito de ajuste padrão da Tabela 12 do subitem 5.4.22 do RTQ com uma tolerância de 10 s; b) a potência ativa medida nas etapas "d" e "g" atender em todos os pontos a rampa de potência estabelecida no ajuste padrão dos requisitos apresentados na Tabela 13 do subitem 5.4.22.1 do RTQ, com uma tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal.

3.12 Eficiência de conversão

3.12.1 Para a realização desse ensaio deve-se utilizar a norma IEC 62891 considerando-se: a) para mensuração da eficiência, as partes 4.3.1 - Test conditions, 4.3.2 - Measurement procedure e 4.3.3 - Evaluation - Calculation of static MPPT efficiency; b) para o cálculo da eficiência total, a Seção 5; c) para a ponderação da Eficiência Europeia, o Anexo D.1.

ANEXO ESPECÍFICO E - INVERSORES OFF-GRID

1. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

RTQ	Regulamento Técnico da Qualidade para Equipamentos para Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos.
ABNT NBR 15204:2005	Conversor a semicondutor - Sistema de alimentação de potência ininterrupta com saída em corrente alternada (nobreak) - Segurança e desempenho.
IEC 61000-4-30:2015	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods.
CISPR 11:2015	Industrial, scientific and medical equipment - Radio-frequency disturbance characteristics - Limits and methods of measurement.
CISPR 11:2015/AMD1:2016	Amendment 1 - Industrial, scientific and medical equipment - Radio-frequency disturbance characteristics - Limits and methods of measurement.
CISPR 11:2015/AMD2:2019	Amendment 2 - Industrial scientific and medical equipment - Radio-frequency disturbance characteristics - Limits and methods of measurement.
IEC 61000-6-3:2006	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-3: Generic standards - Emission standard for residential, commercial and light-industrial environments.
IEC 61000-6-3:2006/AMD1:2010	Amendment 1 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-3: Generic standards - Emission standard for residential, commercial and light-industrial environments.
IEC 61000-6-3:2020	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-3: Generic standards - Emission standard for equipment in residential environments.
IEC 61000-6-4:2006	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-4: Generic standards - Emission standard for industrial environments.
IEC 61000-6-4:2006/AMD1:2010	Amendment 1 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-4: Generic standards - Emission standard for industrial environments.
IEC 61000-6-4:2018	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-4: Generic standards - Emission standard for industrial environments.
IEC 62920:2017	Photovoltaic power generating systems - EMC requirements and test methods for power conversion equipment.
IEC 62920:2017/AMD1:2021	Amendment 1 - Photovoltaic power generating systems - EMC requirements and test methods for power conversion equipment.
ABNT NBR IEC/CISPR 11:2020	Equipamentos industriais, científicos e médicos - Características das perturbações de radiofrequência - Limites e métodos de medição.

2. DEFINIÇÕES

2.1 Modelo de inversor off-grid

Exemplar de inversor off-grid de: (i) mesma unidade fabril; (ii) mesmo tipo de isolamento galvânica (se houver); (iii) mesma tensão nominal de entrada; (iv) mesma potência c.a.

Nota: Podem ser consideradas versões de um mesmo modelo as variações no formato da caixa, nos dimensionais externos e nos elementos estéticos e as variações em acessórios e recursos adicionais.

3. ENSAIOS

3.1 Definição dos ensaios a serem realizados

3.1.1 Os ensaios devem seguir os procedimentos especificados no Anexo B deste Anexo Específico E.

3.1.1.1 Os ensaios de emissão de perturbação de radiofrequências devem seguir os procedimentos especificados nas normas CISPR 11, IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-4, IEC 62920 ou ABNT NBR IEC/CISPR 11.

Nota: Para os ensaios de emissão de perturbação de radiofrequências devem ser considerados o inversor e o seu respectivo sistema de envio de comandos externos.

3.1.1.2 Especificamente para os Ensaios de Suportabilidade à sobrecarga nas portas fotovoltaicas e de Suportabilidade à inversão de polaridade nas portas fotovoltaicas, quando aplicável, devem seguir os procedimentos especificados no Anexo B do Anexo Específico D.

3.1.2 A definição de ensaios deve considerar o modelo de inversor off-grid, conforme definição apresentada no subitem 2.1 deste Anexo Específico E.

3.1.3 A conformidade dos inversores off-grid quanto aos requisitos do RTQ deve ser demonstrada pelos ensaios enumerados na Tabela 1.

3.1.4 Os inversores off-grid que possuam a função de controlador de carga e/ou descarga da bateria devem ter tal funcionalidade avaliada de acordo com o estabelecido no Anexo Específico B.

3.1.5 Os Ensaios 2 e 3 são aplicáveis somente para inversores off-grid que possuam entrada fotovoltaica.

3.1.6 No Ensaio 10 deve ser considerada a classe do produto (A, industrial ou B, residencial) conforme o ambiente de instalação declarado pelo fabricante.

3.1.7 No Ensaio 10 não se aplica a condição de temperatura ambiente, devendo ser seguidas as características de ambiente de ensaio, equipamento e procedimentos especificadas na norma CISPR 11, IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-4, IEC 62920 ou ABNT NBR IEC/CISPR 11.

Nota 1: (*) Os ensaios aplicáveis das normas citadas referem-se aos ensaios de emissão de perturbações de radiofrequências conduzidas e radiadas definidas para ambiente residencial/doméstico ou ambiente industrial, conforme o uso especificado pelo fabricante. No caso de um produto poder funcionar em ambos os ambientes, prevalece o atendimento aos requisitos para ambiente residencial/doméstico.

Nota 2: Qualquer alteração do produto, a qualquer momento, que possa causar alteração nas características de perturbação de radiofrequência, ensejará a realização de novos ensaios de Emissão de perturbação de radiofrequência.

3.2 Definição da Amostragem

3.2.1 Para a realização de todos os ensaios elencados na Tabela 1 deve ser disponibilizada, pelo menos, 1 unidade de inversor off-grid do modelo.

3.2.2 Devem ser providenciados, junto ao fornecedor, todos os dispositivos necessários para a configuração adequada do ensaio, incluindo-se o manual de operação em português, fusíveis para reposição (se houver), proteções externas (se necessárias), conectores específicos, etc.

3.2.3 Quando o fabricante especificar no manual do produto a necessidade de empregar componentes externos para o adequado funcionamento do inversor off-grid, o fornecedor deve disponibilizar, além do inversor, todos os componentes críticos necessários para a operação do equipamento, bem como a sua comunicação (se houver) e configuração (se houver).

3.2.4 Quando a proteção contra curto-circuito não estiver incorporada ao inversor, os componentes externos necessários são considerados componentes críticos e devem ser enviados juntamente com a amostra.

Nota: São considerados componentes críticos: os módulos externos para a desconexão da rede, os dispositivos de proteção externos incluindo fusíveis, os disjuntores, os dispositivos protetores de surto (DPS) e o disjuntor diferencial residual (DDR), bem como, os cabos de interconexão e seus conectores, as baterias e outros componentes que se fizerem necessários para os ensaios.

3.3 Critérios de Aceitação

3.3.1 Os critérios de aceitação da(s) amostra(s) ensaiada(s) devem seguir as especificações do Anexo B deste Anexo Específico E e das normas CISPR 11, IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-4, IEC 62920 ou ABNT NBR IEC/CISPR 11.

3.3.2 A amostra é considerada conforme se, nos respectivos ensaios, atender a todos os requisitos dispostos nos subitens 5.5 e 5.7 do RTQ.

ANEXO A – MODELO DE PLANILHA DE ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS (PET) DE INVERSORES OFF-GRID

INMETRO		PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM																			
		PLANILHA DE ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS										APROVAÇÃO: xx/xx/xx				ORIGEM: INMETRO					
INVERSORES OFF-GRID		N.º REVISÃO: xx										ÚLTIMA REVISÃO: xx/xx/xx									
1 FABRICANTE		2 FORNECEDOR																			
Razão Social: <fornecedor responsável pela manufatura do produto> CNPJ/CPF: <se o fabricante estiver estabelecido no país> Endereço: <rua, número, bairro, cidade, estado, país, cep> Telefone: <+xx(xx)xxxx-xxxx> E-mail: <xxxxx@xxxxx.xxx.xx> Nome do Responsável: <na empresa fabricante>		Razão Social: <fornecedor legalmente estabelecido no país responsável pelo registro do produto> CNPJ/CPF: <se o fabricante estiver estabelecido no país> Endereço: <rua, número, bairro, cidade, estado, país, cep> Telefone: <+xx(xx)xxxx-xxxx> E-mail: <xxxxx@xxxxx.xxx.xx> Nome do Responsável: <na empresa fornecedora>																			
3 IDENTIFICAÇÃO DO MODELO DE INVERSORES OFF-GRID		Nome do modelo de inversor off-grid: <nomear o modelo com o mesmo nome cadastrada no processo de registro, seguindo o padrão: Inversor-off grid - Marca - Modelo - N. de fases - Potência > Unidade fabril: endereço da unidade fabril onde o produto foi fabricado> Marca: <marca atribuída ao produto comercializado em território nacional> Número de fases: <monofásico, bifásico, trifásico, etc.> Tensão nominal de entrada: <XXX V> Tipo de isolamento galvânica: <com transformador ou sem transformador> Tecnologia de baterias: <tecnologia(s) de armazenamento compatíveis com o inversor, ex. chumbo-ácido, níquel, lítio, etc.>																			
MODELO / CÓDIGO / FIRMWARE	Características físicas				Conexão fotovoltaica c.c. (entrada) (somente para inversores que possuam entradas fotovoltaicas)					Conexão c.c. (entrada) (somente para inversores que possuam entradas para controlador)				Conexão c.c. (entrada e saída)				Conexão de cargas c.a. (saída)		Eficiência conver. bat. para cargas c.a. (%)	
	Comp. (mm)	Alt. (mm)	Larg. (mm)	Peso (kg)	Faixa de SPMP		Faixa de operação		Limites operacionais		Faixa de operação		Modo descarga		Modo carga (se houver)		Faixa de operação		Limites operacionais		
					Tensão min (V)	Tensão máx (V)	Tensão c.c. min (V)	Tensão c.c. máx (V)	Corrente c.c. máx (A)	Tensão c.c. máx (V)	Tensão min. na bateria (V)	Tensão máx. na bateria (V)	Corrent. entrada máx na bateria (A)	Potência entrada máx na bateria (W)	Tensão de desconexão por baixa tensão (V)	Tensão de reconexão após corte baixa tensão (V)	Corrent. máx (A)	Tensão desconex. por sobrecarga (V)	Tensão reconexão após corte sobrecarga (V)		Corrent. máx (A)
Modelo x																					
4 COMPATIBILIDADE ELETROMAGNÉTICA									5 SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA ARCO ELÉTRICO (se existente)												
Equipamento conforme os requisitos de emissão de perturbação de radiofrequências, de acordo com o estabelecido na norma <XXX XXXX/Ana>, itens/seções <XXXXXX>, para aplicação <residencial, industrial ou residencial e industrial>.									Funcionalidade: <Detecção de Arco – AFD, Detecção e Interrupção de Arco – AFPE> Número de strings, entradas e canais monitorados: <especificar> Método de reconexão: <Manual, Remoto manual ou Automática>												
6 OBSERVAÇÕES																					
<observações complementares, se houver>																					
7 DATA					8 ASSINATURA DO FORNECEDOR (responsável legal pela empresa)																
xx/xx/xxxx																					
					Somente assinatura																
					Carimbo (se houver)																

ANEXO B - METODOLOGIA DE ENSAIO DE INVERSORES OFF-GRID

1. APARELHOS E COMPONENTES

1.1 Os requisitos para o simulador de gerador fotovoltaico empregados nos ensaios estão definidos na norma ABNT NBR 16150.

1.2 O banco de baterias empregado nos ensaios deve ser da mesma tecnologia especificada no manual do produto, empregando os valores de tensão mínima e máxima, corrente máxima de carga e descarga, resistência série iguais aos indicados no manual do produto.

1.2.1. Caso o inversor on-grid com bateria possibilite o uso de diferentes tipos de baterias, os ensaios que envolvem o banco de baterias devem ser efetuados em baterias do tipo chumbo-ácido. Caso o inversor on-grid com bateria não tenha a possibilidade de usar as baterias do tipo chumbo-ácido, os ensaios devem ser efetuados conforme uma das tecnologias de bateria suportadas pelo ESE, a critério do fornecedor.

1.2.2. Opcionalmente, ao invés de banco de baterias, podem ser empregadas para os ensaios fontes c.c. bidirecionais que possuam a funcionalidade de simulação de baterias, desde que atendam aos seguintes requisitos:

a) Possuam software que possibilite emular o comportamento do(s) tipo(s) de bateria especificado(s) para o inversor;

b) Seja possível configurar, no mínimo, os seguintes parâmetros: tensão de circuito aberto, resistência equivalente série do banco de baterias, tensão do banco de baterias quando plenamente carregado, tensão do banco de baterias quando descarregado;

c) Possuam faixa operacional de tensão, corrente e potência nos modos carga e descarga compatível com os valores do banco de baterias descritos no manual do inversor; e

d) Possuam os requisitos de desempenho mínimo descritos na Tabela 1.

Tabela 1 – Requisitos do simulador de baterias

Item	Especificação
Exatidão de tensão	$\leq 0,1\%$ do valor máximo da tensão de circuito aberto do banco simulado
Ondulação máxima de tensão	$\leq 0,5\%$ da tensão nominal de circuito aberto do banco simulado, independente da forma de onda de corrente de carga/descarga
Exatidão da resistência equivalente série	$\leq 10\%$ do valor simulado
Tempo de resposta para comutação entre modos carga e descarga	≤ 100 ms entre a corrente de máxima carga e a corrente de máxima descarga
Tempo de resposta para comutação entre modos descarga e carga	≤ 100 ms entre a corrente de máxima descarga e a corrente de máxima carga

1.3 Os requisitos para as cargas lineares e não-lineares empregadas nos ensaios estão descritos na Tabela 2:

Tabela 2 - Requisitos das cargas lineares e não-lineares

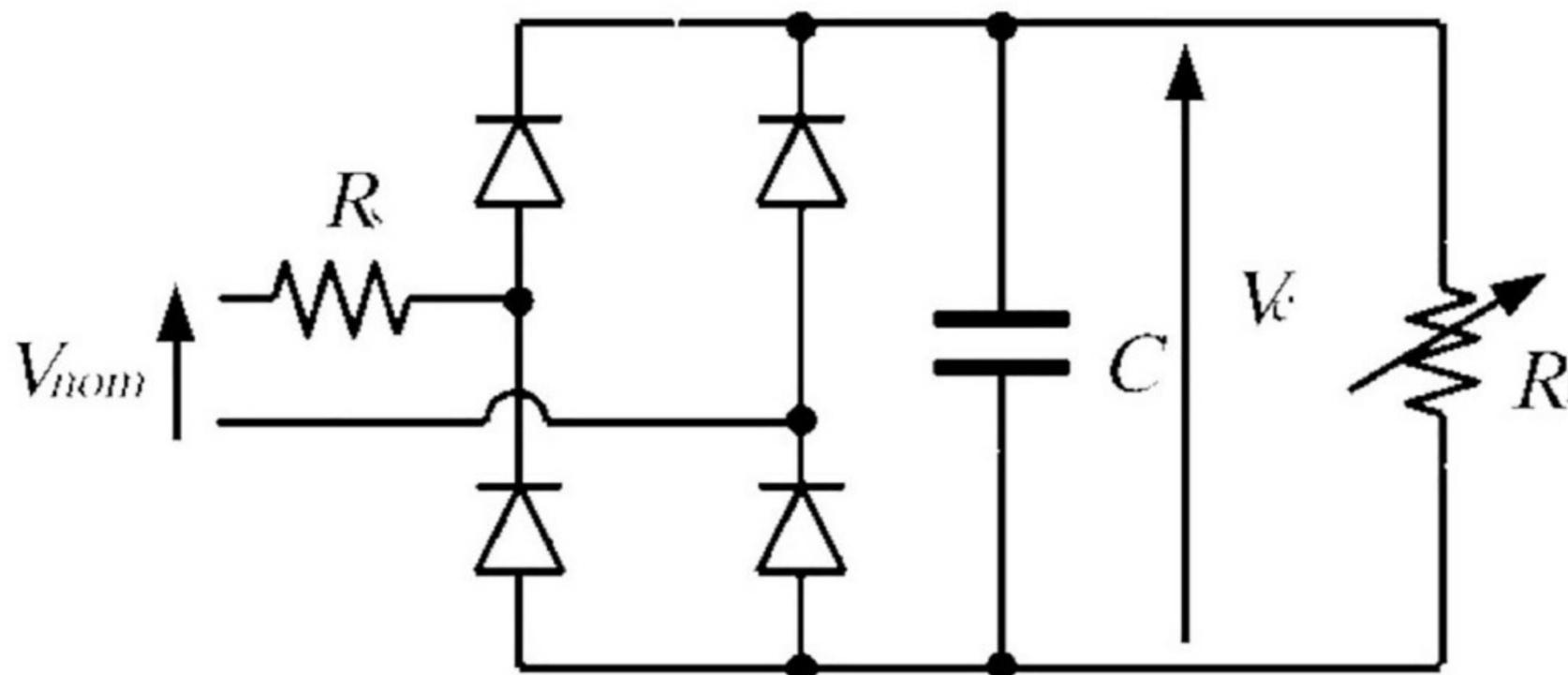
Tipo de carga	Especificação
Resistiva (R)	- Dissipação de potência ativa ajustável entre 10% e 110% potência nominal do equipamento (P_{nom}), com tolerância de $\pm 1\%$ de P_{nom} ; - Fator de potência unitário, com tolerância de $-0,02$
Resistivo-indutiva (RL)	- Dissipação de potência ativa igual à 90% potência nominal do equipamento (P_{nom}), com tolerância de $\pm 1\%$ de P_{nom} ; - Fator de potência indutivo igual a 0,90, com tolerância de $\pm 0,02$
Resistivo-capacitiva (RC)	- Dissipação de potência ativa igual à 90% potência nominal do equipamento (P_{nom}), com tolerância de $\pm 1\%$ de P_{nom} ; - Fator de potência capacitivo igual a 0,90, com tolerância de $\pm 0,02$
Carga não-linear	- Especificada segundo o Anexo E da norma ABNT NBR 15204, em que a dissipação de potência ativa (P_a) corresponde a 70% da potência aparente nominal do ESE

1.3.1 Para ensaios de inversores off-grid trifásicos empregam-se cargas R, RL, RC e não-linear monofásicas em cada uma das fases, considerando a distribuição da potência ativa total dada na Tabela 2, igualmente distribuída entre todas as fases, com um desequilíbrio máximo de potência entre as fases de $\pm 2\%$ da potência c.a. nominal do ESE.

1.3.2 As cargas R, RL e RC devem considerar os requisitos técnicos construtivos descritos na Seção 5.4. da norma ABNT NBR IEC 62116.

1.3.3 A carga não linear retificada deve ser montada conforme apresentado na Figura 1, especificada segundo o anexo E da norma ABNT NBR 15204, em que a dissipação de potência ativa corresponde a 70% da potência aparente nominal. Para atingir a carga total do inversor, pode-se aplicar cargas conforme a Figura 1 em paralelo.

Figura 1 - Carga consumidora c.a. não-linear



1.3.3.1 O método para o cálculo dos componentes R_s , R_1 e C empregados na carga não linear mostrados na Figura 1 é descrito a seguir.

1.3.3.2 Devem ser considerados os seguintes parâmetros:

a) V_{nom} : tensão de saída do inversor especificada para alimentação das cargas consumidoras c.a. (Volts - valor eficaz verdadeiro - RMS);

b) f : frequência de saída do inversor, em Hertz;

c) V_c : tensão retificada;

d) S : potência aparente em VA exigida pela carga não-linear de referência, com fator de potência 0,7, ou seja, 70% da potência aparente é dissipada como potência ativa sobre os resistores R_1 e R_s ;

e) R_1 : resistor de carga ajustado para dissipar uma potência de 66% da potência aparente S ;

f) R_s : resistor série calculado para dissipar uma potência igual a 4% da potência aparente S ;

g) Tensão de ondulação de 5% pico a pico no capacitor corresponde a uma constante de tempo de $R_1 \times C = 7,5/f$.

1.3.3.3 O cálculo de V_c deve ser realizado de acordo com a Equação 1:

$$V_c = 1,22 \times V_{nom}$$

(Equação 1)

1.3.3.4 Os cálculos dos resistores R_s , R_1 e do capacitor C (em Farads) podem ser realizados conforme as Equações 2, 3 e 4:

$$R_s = \frac{0,04 V_{nom}^2}{S} \quad (\Omega)$$

(Equação 2)

$$R_1 = \frac{(1,22 V_{nom})^2}{0,66 S} \quad (\Omega)$$

(Equação 3)

$$C = \frac{0,125}{R_1} \quad (F)$$

(Equação 4)

Nota 1: A queda de tensão sobre a ponte retificadora pode ser desprezada.

Nota 2: Tolerância dos componentes (as equações expostas são apenas referências, podem ser necessários ajustes para se atingir as potências desejadas nos elementos):

R_s : $\pm 10\%$:

R_1 : deve ser ajustada antes do início do ensaio em rede c.a. com V_{nom} para que a carga apresente a potência aparente desejada.

C : $+ 25\%$:

Nota 3: Para reduzir transitórios na partida recomenda-se inicialmente adicionar em série com R_s um resistor de valor cinco vezes o valor de R_s calculado. Este resistor deve ser curto-circuitado durante a realização dos ensaios.

Nota 4: Para o ensaio de inversores trifásicos devem ser empregadas três cargas não lineares iguais, conectadas fase-neutro ou fase-fase, dependendo da topologia do inversor.

1.4 O circuito empregado para simulação do motor elétrico de indução é mostrado na Figura 2, onde as chaves S1 e S2 são implementadas empregando relés de estado sólido CA (RES) ou ac solid-state relay (SSR), e a resistência e indutância das cargas são determinados segundo os requisitos apresentados na Tabela 3:

Figura 2 - Circuito empregado para emulação do motor

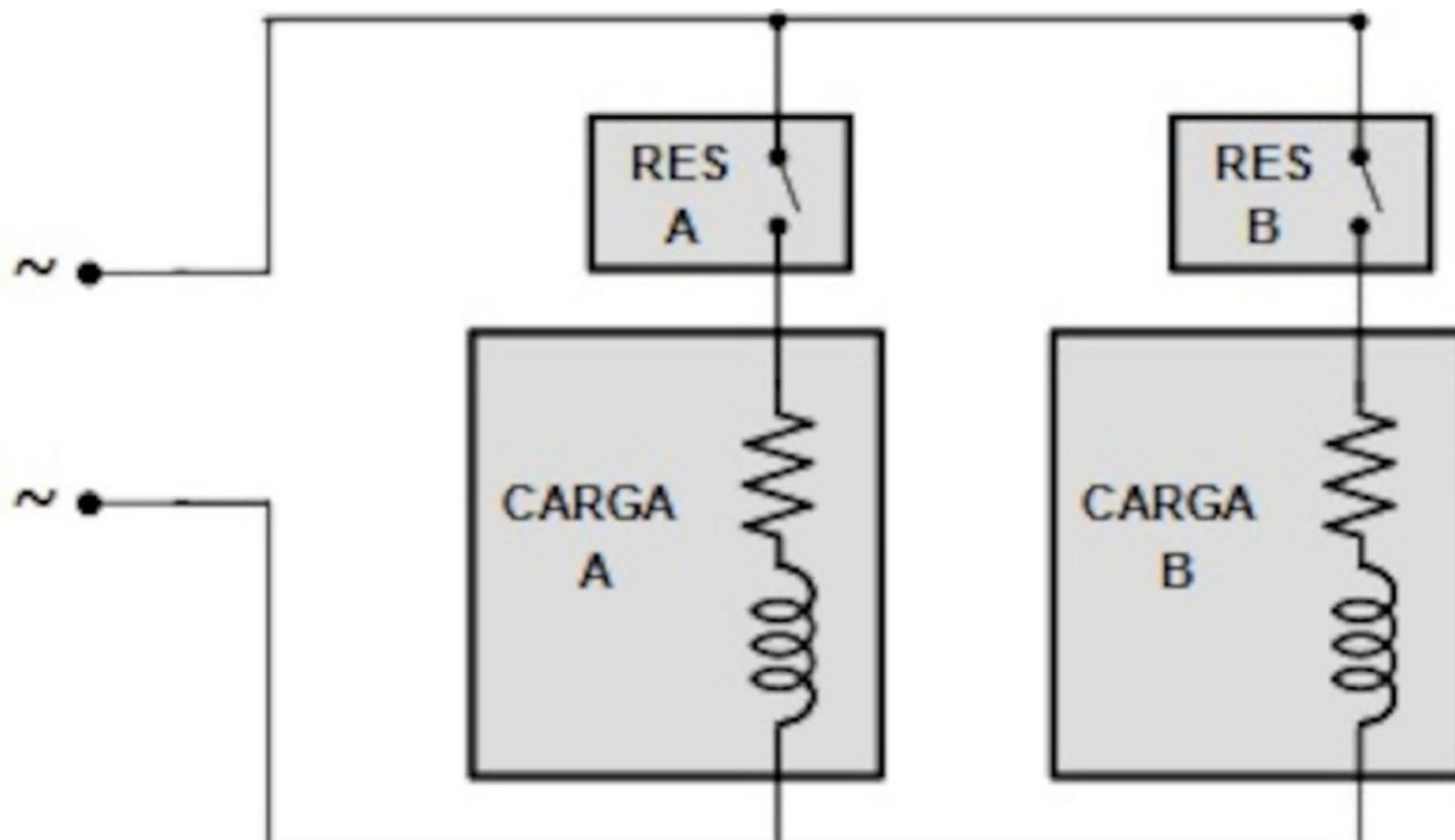


Tabela 3 - Requisitos para determinação das cargas empregadas no circuito da Figura 2

Elemento	Especificação
Carga A	- Dissipação de potência ativa igual à 125% da potência nominal do equipamento (P_{nom}), com tolerância de $\pm 1\%$ de P_{nom} ; - Fator de potência indutivo igual a 0,50, com tolerância de $\pm 0,02$
Carga B	- Dissipação de potência ativa igual à 33,3% da potência nominal do equipamento, com tolerância de $\pm 1\%$ de P_{nom} ; - Fator de potência indutivo igual a 0,80, com tolerância de $\pm 0,02$

Nota: Considera-se rede senoidal ideal para a determinação dos parâmetros das cargas A e B descritas na Tabela 3. Os valores de potência e fator de potência podem se alterar durante a realização dos ensaios em função da queda de tensão provocada pela carga na saída do ESE.

1.4.1. Para os ensaios de inversores off-grid trifásicos emprega-se um circuito mostrado na Figura 2 em cada uma das fases, considerando a distribuição da potência ativa total descrita na Tabela 3 distribuída igualmente entre todas as fases, com um desequilíbrio máximo de potência entre as fases de $\pm 2\%$ da potência nominal do ESE.

2. EXATIDÃO E INCERTEZA DAS MEDIÇÕES

2.1 Os requisitos para as medições de tensão, frequência, corrente, potência ativa, potência reativa, potência aparente, conteúdo harmônico da corrente, distorção harmônica de corrente, fator de potência, ângulo de fase e forma de onda estão definidos na norma ABNT NBR 16150.

2.2 Para as medições em regime permanente, considera-se as agregações em janelas de 200 ms conforme a norma IEC 61000-4-30.

2.3 As medições de temperatura devem ser realizadas com equipamento que possua uma classe de exatidão igual ou melhor do que 1 oC.

2.4 As medições de tempo realizadas por oscilografia devem ser realizadas com equipamento que possua uma classe de exatidão igual ou melhor do que 1 ms.

2.5 As medições de tempo realizadas com cronômetro devem ser realizadas com equipamento que possua uma classe de exatidão igual ou melhor do que 1 s.

2.6 A incerteza expandida das medidas de eficiência energética devem ser de no máximo 0,5 pontos percentuais.

3. ENSAIOS

3.1 Inspeção visual

3.1.1 Antes de proceder aos ensaios, é necessário realizar a inspeção visual do inversor off-grid, verificando-se os seguintes aspectos:

- a) Presença das informações mínimas, conforme disposto nos subitens 6.2 e 6.7 do RTQ;
- b) Integridade física dos terminais;
- c) Integridade física dos fusíveis (se houver);
- d) Ausência de partes danificadas; e
- e) Funcionamento da sinalização visual (se houver).

3.1.2 O inversor é considerado conforme se constatado possuir as respectivas marcações obrigatórias indicadas nos subitens 6.2 e 6.7 do RTQ.

3.2 Suportabilidade à curto-circuito nas portas c.a. de conexão das cargas

3.2.1 Configuração do ensaio:

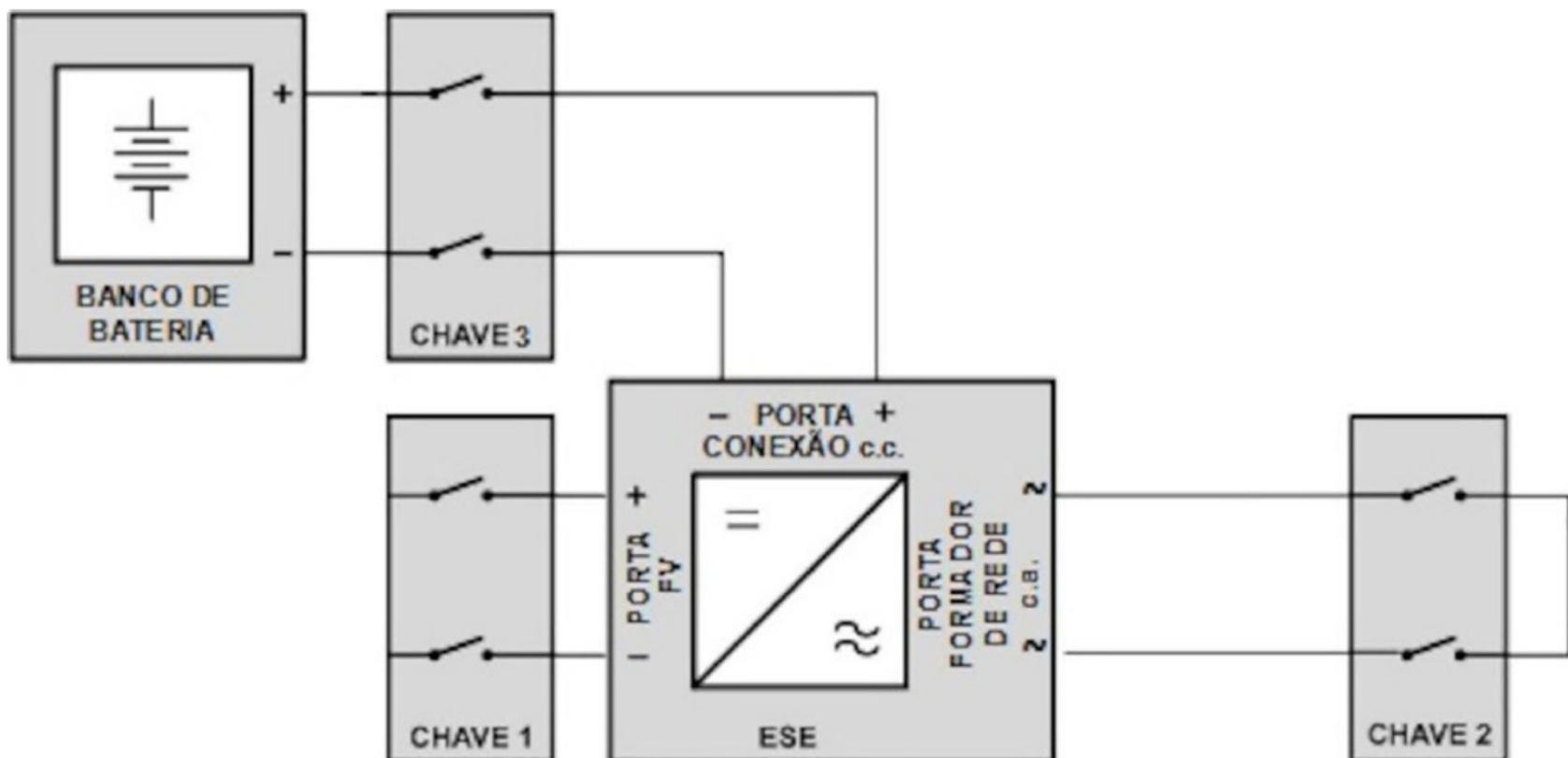
- a) Conectar o ESE, aparelhos de ensaio e os instrumentos de medição conforme a Figura 2;

Nota: Caso o inversor off-grid possua mais de uma porta de conexão c.c., considerar a conexão adequada de todas as portas;

b) Quando houver porta c.c. para conexão de gerador fotovoltaico, configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer uma potência máxima c.c. nas portas fotovoltaicas para que o ESE possa operar em 100% da potência c.a. nominal (especificada pelo fabricante), definindo uma curva de operação tensão versus corrente fotovoltaica com tensão arbitrária e fator de forma de 0,72 (0,9 para corrente e 0,8 para tensão); e

c) Configurar o banco de baterias com um arranjo de baterias na configuração que disponibilize a máxima corrente da entrada c.c., garantindo que o banco de baterias esteja com carga plena. Opcionalmente, pode ser empregado um simulador de banco de baterias, desde que o simulador possa prover uma corrente máxima de saída maior ou igual à corrente de curto-circuito do banco de baterias simulado.

Figura 3 - Diagrama de conexões dos instrumentos de medição, aparelhos e componentes para o ensaio de suportabilidade a curto-circuito na porta de conexão das cargas c.a.



3.2.2 Procedimento de ensaio:

a) Quando houver porta c.c. para conexão de gerador fotovoltaico, fechar a chave 1 e aguardar o tempo de estabilização da tensão c.a. na porta onde o ESE é formador de rede c.a.;

b) Desconectar o analisador de energia, em seguida, fechar a chave 2 e aguardar 300 s;

c) Abrir as chaves 1 e 2, desligando o inversor;

d) Rearmar as proteções que eventualmente foram desarmadas durante o curto-circuito;

Nota 1: Caso seja observado que ocorreu a queima de fusíveis do ESE como parte do processo de proteção do equipamento durante a etapa anterior, os mesmos podem ser substituídos por outros de igual especificação;

Nota 2: Caso exista a possibilidade de trocar os fusíveis, estes devem ser fornecidos previamente pelo solicitante do ensaio;

e) Fechar a chave 3 e aguardar o tempo de estabilização da tensão c.a. na porta onde o ESE é formador de rede c.a.;

f) Fechar a chave 2 e aguardar 300 s;

g) Abrir as chaves 2 e 3, desligando o inversor;

h) Rearmar as proteções que eventualmente foram desarmadas durante o curto-circuito;

Nota 1: Caso seja observado que ocorreu a queima de fusíveis do ESE como parte do processo de proteção do equipamento durante a etapa anterior, os mesmos podem ser substituídos por outros de igual especificação;

Nota 2: Caso exista essa possibilidade, os fusíveis devem ser fornecidos previamente pelo solicitante para o ensaio.

i) Caso o ESE possua outras portas c.c, repetir o procedimento que é aplicável às outras portas;

e

j) Reconectar o analisador de energia e religar o ESE em diferentes possíveis configurações de uso e medir e registrar as tensões e correntes nas portas c.c. e nas portas c.a.

3.2.3 O inversor off-grid é considerado conforme se atender ao requisito do subitem 5.5.2 do RTQ.

3.3 Suportabilidade à inversão de polaridade nas portas c.c. de conexão das baterias

3.3.1 Configuração do ensaio:

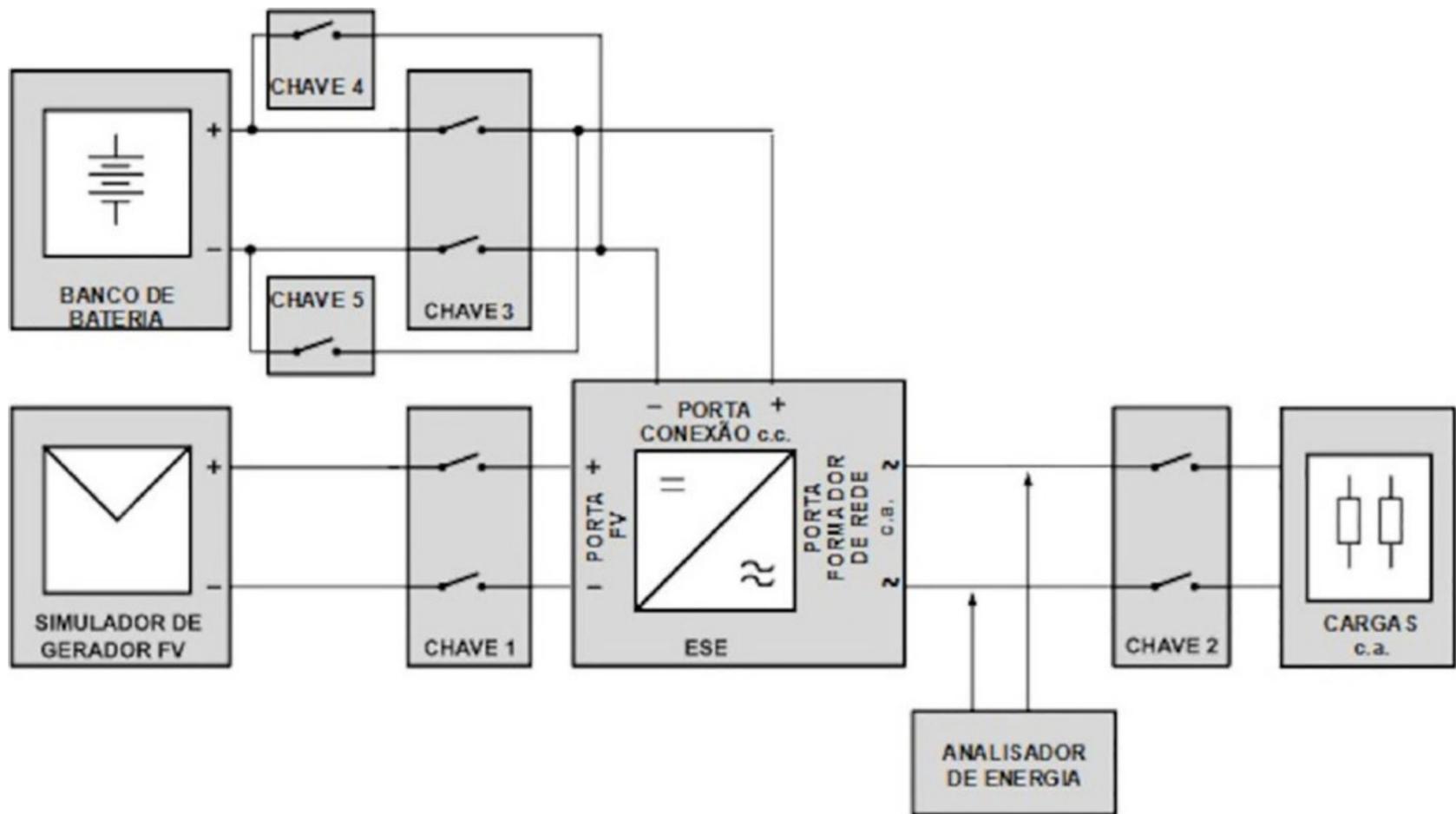
a) Conectar o ESE, os aparelhos de ensaio e os instrumentos de medição conforme a Figura 4;

Nota: Caso possua mais de uma porta de conexão c.c., considerar a conexão adequada de todas as portas.

b) Quando houver porta c.c. para conexão de gerador fotovoltaico, configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer uma potência máxima c.c. nas portas fotovoltaicas para que o ESE possa operar em 100% da potência c.a. nominal (especificada pelo fabricante), definindo uma curva de operação tensão versus corrente fotovoltaica com tensão arbitrária e fator de forma de 0,72 (0,9 para corrente e 0,8 para tensão); e

c) Configurar o banco de baterias com um arranjo de baterias com a configuração que disponibilize a máxima corrente de entrada c.c. do banco de baterias, garantindo que o banco de baterias esteja com carga plena. Opcionalmente, pode ser empregado um simulador de banco de baterias, desde que o simulador possa prover uma corrente máxima de saída maior ou igual à curto-circuito do banco de baterias simulado.

Figura 4 - Diagrama de conexões dos instrumentos de medição, aparelhos e componentes para o ensaio de proteção contra inversão de polaridade nas portas c.c.



3.3.2 Procedimento de ensaio:

a) Quando houver porta c.c. para conexão de gerador fotovoltaico, fechar a chave 1 e aguardar o tempo de estabilização da tensão c.a. na porta onde é formador de rede c.a.;

b) Fechar a chave 3 e aguardar 10 s;

c) Fechar a chave 2 e aguardar 10 s;

d) Nas diferentes possíveis configurações de uso do ESE medir e registrar as tensões e correntes nas portas c.c. e nas portas c.a.;

e) Abrir as chaves 1, 2 e 3, desligando o inversor;

f) Desconectar o analisador de energia;

g) Fechar as chaves 4 e 5 e aguardar 300 s;

h) Abrir as chaves 4 e 5;

i) Rearmar as proteções que eventualmente foram desarmadas durante a inversão de polaridade;

Nota 1: Caso seja observado que ocorreu a queima de fusíveis do ESE como parte do processo de proteção do equipamento durante a etapa anterior, os mesmos podem ser substituídos por outros de igual especificação.

Nota 2: Caso exista a possibilidade de trocar os fusíveis, estes devem ser fornecidos previamente pelo solicitante para o ensaio.

j) Conectar o analisador de energia; e

k) Repetir as alíneas "a" até "e".

3.3.3 O inversor off-grid é considerado conforme se atender ao requisito do subitem 5.5.3 do RTQ.

3.4 Qualidade de energia nas portas c.a. de conexão das cargas

3.4.1 Configuração do ensaio:

a) Conectar o ESE, os aparelhos de ensaio e os instrumentos de medição conforme a Figura 5;

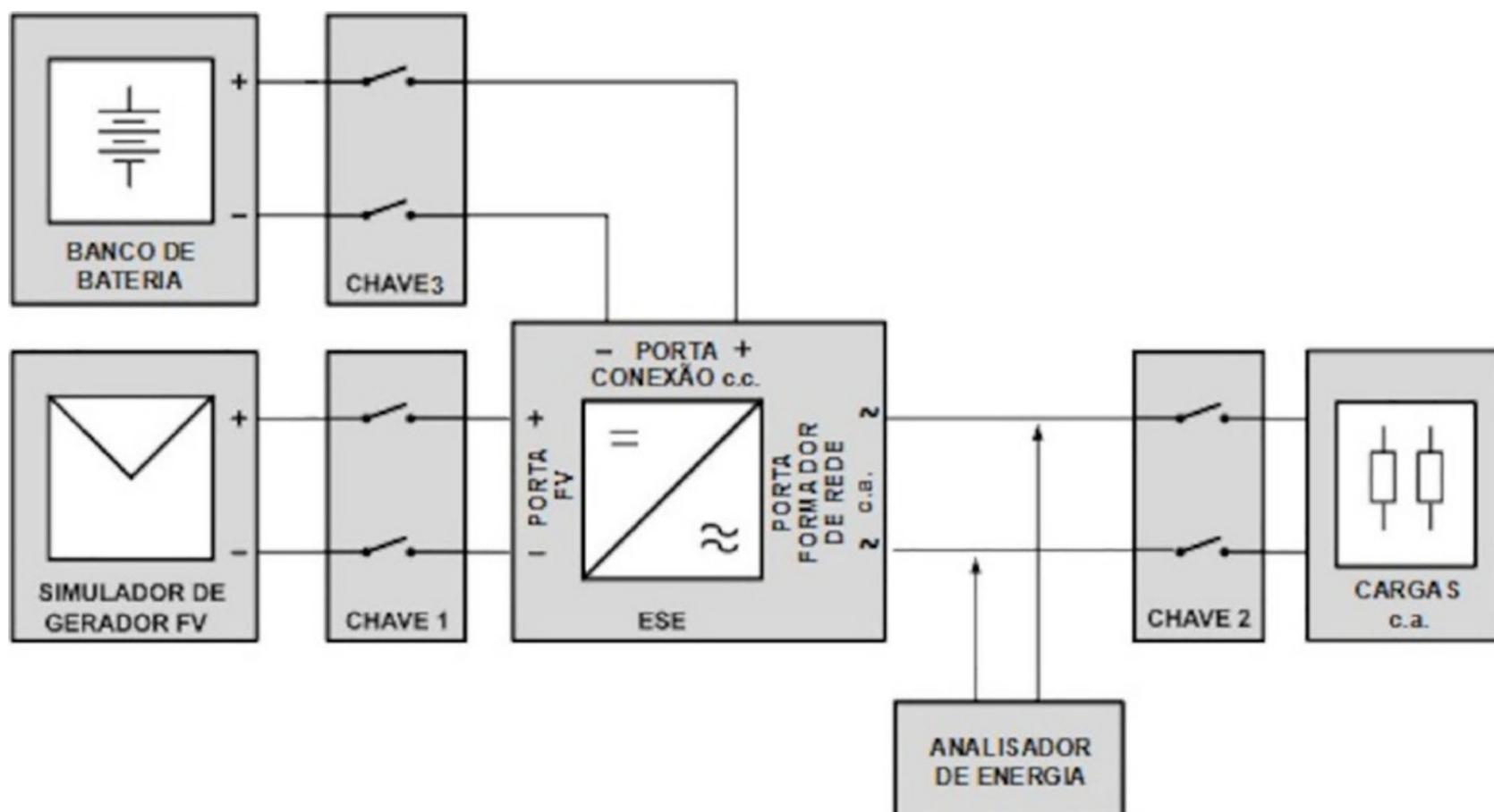
Nota: Caso possua mais de uma porta de conexão c.c., considerar a conexão adequada de todas as portas.

b) Quando houver porta c.c. para conexão de gerador fotovoltaico, configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer uma potência máxima c.c. nas portas fotovoltaicas para que o ESE possa operar em 110% da potência c.a. nominal (especificada pelo fabricante), definindo uma curva de operação tensão versus corrente fotovoltaica cuja tensão de circuito aberto é igual a máxima tensão de entrada especificada para o ESE, com fator de forma de 0,72 (0,9 para corrente e 0,8 para tensão);

c) Configurar o banco de baterias ou simulador de baterias com um arranjo de baterias com a configuração que disponibilize a tensão igual $VB_{min} + 0.1(VB_{max} - VB_{min})$; e

d) Configurar a carga resistiva para 100% da potência c.a. nominal do ESE, e as cargas resistivo-indutiva, resistivo-capacitiva e não-linear conforme especificado no item 1.3.

Figura 5 - Diagrama de conexões dos instrumentos de medição, aparelhos e componentes para os ensaios de qualidade de energia nas portas de formação de rede c.a.



3.4.2 Procedimento de ensaio:

a) Fechar a chave 3 e aguardar 10 s;

b) Conectar a carga resistiva no local indicado para as cargas c.a. na Figura 5;

c) Fechar a chave 2;

d) Aguardar 10 s;

e) Medir e registrar, na porta onde o ESE é formador de rede c.a., os seguintes parâmetros:

i- Tensão eficaz;

ii- Distorção harmônica total de tensão até a 25ª ordem harmônica;

iii- Distorção harmônica individual das harmônicas de tensão até a 25ª ordem harmônica; e

iv- Frequência c.a.

f) Abrir a chave 2;

g) Repetir os procedimentos "b" até "f" para as cargas resistivo-indutiva, resistivo-capacitiva e não-linear;

h) Fechar a chave 1 e abrir a chave 3; e

i) Repetir os procedimentos "b" até "f" para as cargas resistivo-indutiva, resistivo-capacitiva, e não linear.

3.4.3 O inversor off-grid é considerado conforme se, em todos os ensaios, forem atendidos os requisitos 5.5.4, 5.5.5, 5.5.6 e 5.5.7 do RTQ.

3.5 Suportabilidade a sobrecargas nas portas de formação de rede c.a.

3.5.1 Configuração do ensaio:

a) Conectar o ESE, os aparelhos de ensaio e os instrumentos de medição conforme a Figura 5;

Nota: Caso possua mais de uma porta de conexão c.c., considerar a conexão adequada de todas as portas.

b) Quando houver porta c.c. para conexão de gerador fotovoltaico, configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer uma potência máxima c.c. nas portas fotovoltaicas para que o ESE possa operar em 120% da potência c.a. nominal (especificada pelo fabricante), definindo uma curva de operação tensão versus corrente fotovoltaica com tensão arbitrária e fator de forma de 0,72 (0,9 para corrente e 0,8 para tensão);

c) Configurar o banco de baterias ou simulador de baterias com um arranjo com a configuração que disponibilize a tensão máxima do banco;

d) Configurar a carga resistiva para 110% da potência c.a. nominal; e

e) Configurar as cargas para simulação do motor elétrico de indução conforme especificado no item 1.4.

3.5.2 Procedimento de ensaio:

a) Quando houver porta c.c. para conexão de gerador fotovoltaico, fechar a chave 1 e aguardar o tempo de estabilização da tensão c.a. na porta onde é formador de rede c.a.;

b) Fechar a chave 3 e aguardar 30 s;

c) Conectar a carga resistiva no local indicado para cargas c.a. da Figura 5;

d) Fechar a chave 2;

e) Medir e registrar continuamente por 10 s, na porta onde o ESE é formador de rede c.a., a tensão e a corrente eficaz e a frequência c.a.;

f) Abrir a chave 2;

g) Aguardar, no mínimo, 120 s;

h) Conectar a carga para simulação do motor elétrico de indução no local indicado para cargas c.a. da Figura 5;

i) Fechar a chave 2;

j) Fechar o relé de estado sólido RESA por 5 s, medir e registrar continuamente, na porta onde o ESE é formador de rede c.a., a tensão e a corrente eficaz e a frequência c.a.; e

k) Abrir o relé de estado sólido RESA e fechar o relé de estado sólido RESB por 30 s, enquanto mede e registra continuamente, na porta onde o ESE é formador de rede c.a., a tensão e a corrente eficaz e a frequência c.a.

3.5.3 Alternativamente ao simulador de motor de indução, pode ser adotado o seguinte procedimento:

Identificar um motor de indução com uma potência de 1/3 da potência c.a. nominal do inversor off-grid, compatível em tensão de saída com o inversor off-grid; e

Conectar o motor ao inversor off-grid e verificar se este consegue arrancar o motor sem problemas.

3.5.4 O inversor off-grid é considerado conforme se, em todas as medições, a tensão eficaz se mantiver com uma tolerância de -8% a +5% com relação à tensão nominal indicada pelo fabricante, excetuando-se na avaliação as amostras em que a corrente de saída é igual ou superior à corrente máxima de saída às cargas.

3.5.4.1 O inversor off-grid é considerado conforme se atender aos requisitos estabelecidos no subitem 5.5.9 do RTQ.

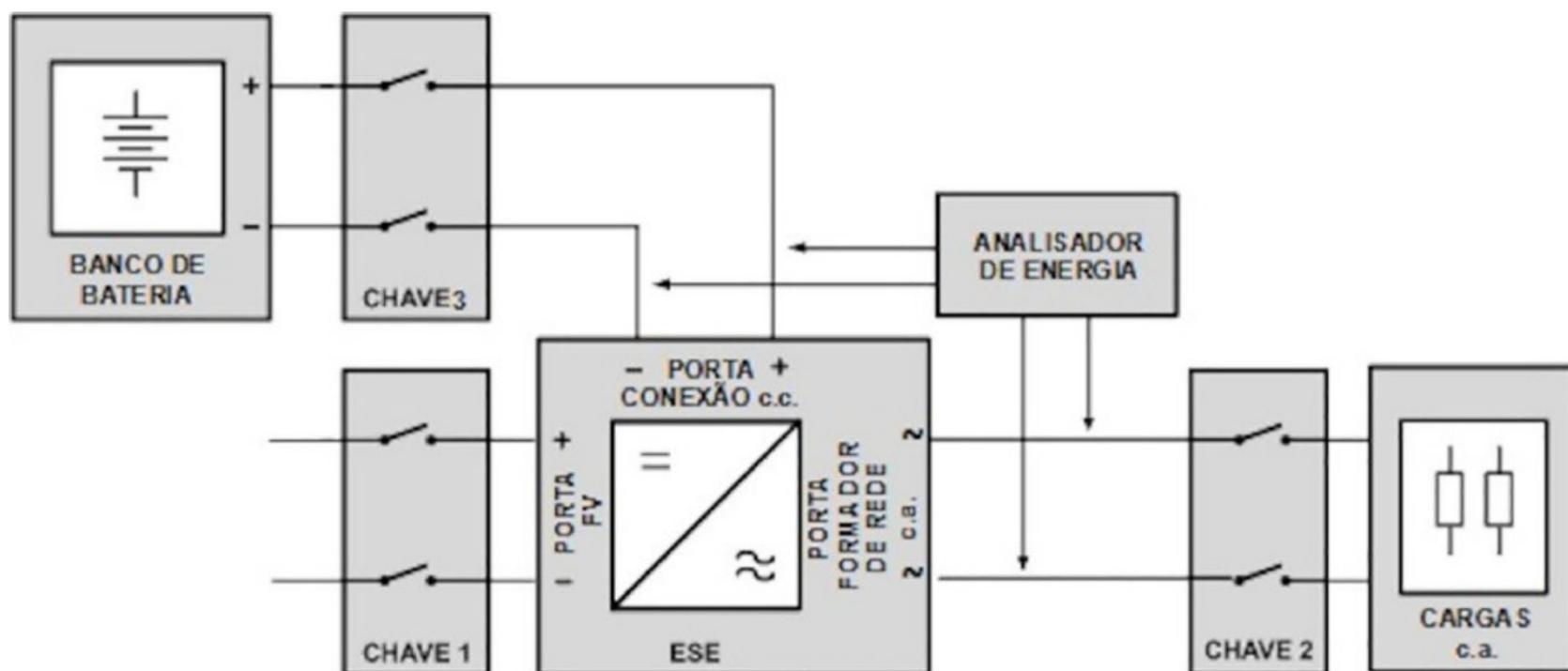
3.6. Autoconsumo

3.6.1 Configuração do ensaio:

a) Conectar o ESE, os aparelhos de ensaio e os instrumentos de medição conforme a Figura 6; e

b) Configurar o banco de baterias para possibilitar os ensaios na tensão mínima, nominal e máxima do banco de baterias definido no manual do produto. Manter sempre nula a resistência equivalente interna (no caso de simulador do banco de baterias).

Figura 6 - Diagrama de conexões dos instrumentos de medição, aparelhos e componentes para o ensaio autoconsumo



3.6.2 Procedimento de ensaio:

a) Configurar a tensão do banco de bateria com tensão mínima, especificada no catálogo do ESE, para o banco de baterias;

b) Fechar a chave 3 e aguardar 30 s;

c) Medir a corrente c.c. junto à porta de conexão c.c. por, pelo menos, 10 s;

d) Abrir a chave 3;

e) Repetir os procedimentos das alíneas "a" até "d" para a tensão nominal e a tensão máxima, especificada no catálogo do ESE, para o banco de baterias.

3.6.3 O inversor off-grid é considerado conforme se, em todas as medições, a corrente de autoconsumo atender aos requisitos estabelecidos no subitem 5.5.10 do RTQ.

3.7 Eficiência de conversão - baterias para cargas c.a.

3.7.1 Configuração do ensaio:

a) Conectar o ESE, os aparelhos de ensaio e os instrumentos de medição conforme a Figura 5;

b) Configurar o banco de baterias para a tensão nominal do banco, definido no catálogo do ESE, assim como para sua resistência equivalente interna ser sempre nula (no caso de simulador de baterias);

c) Configurar a carga resistiva para 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 80% e 100% da potência nominal.

3.7.2 Procedimento de ensaio:

a) Configurar a carga resistiva para 10% da potência c.a. nominal do ESE;

b) Fechar a chave 2 e a chave 3;

c) Aguardar 300 s;

d) Medir e registrar a potência c.c. junto à porta de conexão c.c. (ou tensão e corrente), e a potência c.a. (ou tensão, corrente e fator de potência), junto à porta de formação de rede c.a., por, no mínimo, 10 s;

e) Abrir a chave 2; e

f) Repetir os procedimentos das alíneas "a" até "e" para 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 80% e 100% da potência c.a. nominal do ESE.

3.7.3 O inversor off-grid é considerado conforme se, em todas as medições, a eficiência atender ao requisito do subitem 5.5.11 do RTQ, com tolerância de -1,00 ponto percentual.

ANEXO ESPECÍFICO F - INVERSORES ON-GRID COM BATERIA

1. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

RTQ	Regulamento Técnico da Qualidade para Equipamentos para Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos.
Anexo Específico D do RAC	Inversores On-grid.
Anexo Específico E do RAC	Inversores Off-grid.
ABNT NBR 16149:2013	Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.
ABNT NBR 16150:2013	Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição Procedimento de ensaio de conformidade.
ABNT NBR IEC 62116:2012	Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.
IEC 62109-2:2011	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters.
IEC 62891:2020	Maximum power point tracking efficiency of grid connected photovoltaic inverters.
CISPR 11:2015	Industrial, scientific and medical equipment - Radio-frequency disturbance characteristics - Limits and methods of measurement.
CISPR 11:2015/AMD1:2016	Amendment 1 - Industrial, scientific and medical equipment - Radio-frequency disturbance characteristics - Limits and methods of measurement.
CISPR 11:2015/AMD2:2019	Amendment 2 - Industrial scientific and medical equipment - Radio-frequency disturbance characteristics - Limits and methods of measurement.
IEC 61000-6-3:2006	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-3: Generic standards - Emission standard for residential, commercial and light-industrial environments.
IEC 61000-6-3:2006/AMD1:2010	Amendment 1 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-3: Generic standards - Emission standard for residential, commercial and light-industrial environments.
IEC 61000-6-3:2020	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-3: Generic standards - Emission standard for equipment in residential environments.
IEC 61000-6-4:2006	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-4: Generic standards - Emission standard for industrial environments.
IEC 61000-6-4:2006/AMD1:2010	Amendment 1 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-4: Generic standards - Emission standard for industrial environments.
IEC 61000-6-4:2018	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-4: Generic standards - Emission standard for industrial environments.
IEC 61000-3-11:2000	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-11: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems - Equipment with rated current ≤ 75 A and subject to conditional connection.
IEC 61000-3-3:2013	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-3: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection.
IEC 62920:2017	Photovoltaic power generating systems - EMC requirements and test methods for power conversion equipment.
IEC 62920:2017/AMD1:2021	Amendment 1 - Photovoltaic power generating systems - EMC requirements and test methods for power conversion equipment.

ABNT NBR IEC/CISPR 11:2020	Equipamentos industriais, científicos e médicos - Características das perturbações de radiofrequência - Limites e métodos de medição.
-------------------------------	---

2. DEFINIÇÕES

2.1 Componente crítico

Componente cujas características impactam diretamente na segurança, emissão de perturbação de radiofrequência ou na eficiência energética do produto.

2.2 Modelo de inversor on-grid com bateria

Exemplar de inversor on-grid com bateria de: (i) mesma unidade fabril; (ii) mesmo número de fases (monofásico, bifásico, trifásico, etc.); (iii) mesmo tipo de isolamento galvânica em baixa frequência no lado da rede (com ou sem transformador de 60 Hz na saída do inversor); (iv) mesmo tipo de sistema de armazenamento de energia (tecnologia); (v) mesma faixa de tensão de operação da bateria; (vi) mesma potência c.a.

2.3 Modo de operação conectado à rede

Modo de operação em que o inversor opera conectado à rede elétrica, podendo injetar ou drenar corrente e apresentando tensão e frequência dentro dos limites estabelecidos nos subitens 5.4.8 a 5.4.11 do RTQ.

2.4 Modo de operação ilhado

Modo de operação em que o inversor opera desconectado da rede elétrica e alimenta as cargas com energia das baterias e/ou dos módulos fotovoltaicos.

2.5 Modo de operação em modo carga

Modo de operação em que o inversor opera conectado à rede elétrica, obtendo energia da rede para carregar as baterias.

2.6 Tempo de atraso de reconexão

Tempo de atraso de reconexão devido a uma condição anormal da rede, referindo-se apenas à retomada do fornecimento de energia pelo sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, conforme disposto no subitem 5.4.12 do RTQ.

Nota: A retomada do consumo de energia elétrica da rede por um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com bateria pode ser iniciada em um tempo diferente do tempo de atraso de reconexão.

3. ENSAIOS

3.1 Definição dos ensaios a serem realizados

3.1.1 Os ensaios devem seguir os procedimentos especificados nas normas ABNT NBR 16150, ABNT NBR IEC 62116, IEC 62891, no Anexo B do Anexo Específico D, no Anexo B do Anexo Específico E e no Anexo B deste Anexo Específico F.

3.1.1.1 Os ensaios de emissão de perturbação de radiofrequências devem seguir os procedimentos especificados nas normas CISPR 11, IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-4, IEC 62920 ou ABNT NBR IEC/CISPR 11.

Nota: Para os ensaios de emissão de perturbação de radiofrequências devem ser considerados o inversor e o seu respectivo sistema de envio de comandos externos.

3.1.2 A definição de ensaios deve considerar o modelo de inversor on-grid com bateria, conforme definição apresentada no subitem 2.2 deste Anexo Específico F.

3.1.3 A conformidade dos inversores on-grid com bateria quanto aos requisitos do RTQ deve ser demonstrada pelos ensaios enumerados na Tabela 1.

3.1.4 Para todos os ensaios, os componentes externos de utilização obrigatória com o inversor on-grid com bateria, especificados pelo fabricante, devem ser montados de acordo com o esquema apresentado no manual do produto disponibilizado pelo fabricante.

3.1.5 Os resultados dos ensaios são válidos apenas para a configuração de componentes do sistema, e para o conjunto, formado pelo inversor e demais componentes, empregados nos ensaios.

3.1.6 Caso o inversor on-grid com bateria apresente portas adicionais para conectar outras fontes de energia, que não seja a fotovoltaica, ou para conectar outros sistemas de armazenamento de energia, que não sejam baterias, elas devem estar desconectadas durante a realização dos ensaios.

3.1.7 No Ensaio 32 deve ser considerada a classe do produto (A, industrial ou B, residencial) conforme o ambiente de instalação declarado pelo fabricante.

3.1.8 No Ensaio 32 não se aplica a condição de temperatura ambiente, devendo ser seguidas as características de ambiente de ensaio, equipamento e procedimentos especificadas na norma CISPR 11, IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-4, IEC 62920 ou ABNT NBR IEC/CISPR 11.

Tabela 1 – Definição dos ensaios

Item RTQ	Ensaio/Procedimentos	Procedimento		Etapas da Avaliação da Conformidade					
		Base Normativa	Item	Inicial Mês 0	Manutenção 36 meses	Renovação 72 meses			
5.4.1 6.2 6.8	1. Inspeção visual	Anexo Específico D (Anexo B)	3.1	Todos os ensaios no modelo	Todos os ensaios (exceto os ensaios 7, 8, 9, 10, 14, 21, 23, 27 e 34) no modelo	Todos os ensaios no modelo			
5.4.2	2. Suportabilidade à sobrecarga nas portas fotovoltaicas	Anexo Específico D (Anexo B)	3.2						
5.4.3	3. Suportabilidade à inversão de polaridade nas portas fotovoltaicas	Anexo Específico D (Anexo B)	3.3						
5.4.4	4. Suportabilidade a religamento automático fora de fase	ABNT NBR 16150	6.10						
5.4.5	5. Detecção e interrupção diante a falhas de isolamento nas portas fotovoltaicas	IEC 62109-2	4.8						
5.4.6	6. Detecção e interrupção de corrente residual excessiva na porta de conexão à rede	IEC 62109-2	4.8						
5.4.9	7. Injeção de componente contínua na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.4						
5.4.10	8. Harmônicos e distorção de forma de onda de corrente na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.3						
5.4.11	9. Fator de potência fixo na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.4.1						
5.4.12	10. Fator de potência com curva do FP na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.4.2						
5.4.13	11. Injeção/ demanda de potência reativa na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.5						
5.4.14	12. Sobre/sub tensão na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.5						
5.4.15	13. Sobre/sub frequência na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.6						
5.4.16	14. Flutuação de tensão na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.1						
5.4.17	15. Perda de rede na porta de conexão à rede (ilhamento não intencional)	ABNT NBR IEC 62116 (em 60 Hz)	Toda						
5.4.18	16. Imunidade à variação de potência ativa em sub frequência na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.7						
5.4.19	17. Controle de potência ativa em sobre frequência na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.9						
5.4.20	18. Imunidade a sobre/subfrequência transitórias e taxa de variação de frequência na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.8						
5.4.21	19. Imunidade a sobre/subtensões transitórias na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.10						
Item RTQ	Ensaio/Procedimentos	Procedimento					Etapas da Avaliação da Conformidade		
		Base Normativa	Item				Inicial Mês 0	Manutenção 36 meses	Renovação 72 meses
5.4.22	20. Conexão e reconexão na porta de conexão à rede	Anexo Específico D (Anexo B)	3.11	Todos os ensaios no modelo	Todos os ensaios (exceto os ensaios 7, 8, 9, 10, 14, 21, 23, 27 e 34) no modelo	Todos os ensaios no modelo			
5.4.23	21. Limitação de potência ativa na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.11						
5.4.24	22. Modulação de potência reativa na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.12						
5.4.25	23. Desconexão do sistema fotovoltaico na porta de conexão à rede	ABNT NBR 16150	6.13						
5.4.26	24. Eficiência de conversão	Anexo Específico D (Anexo B)	3.12						
5.5.2	25. Suportabilidade à curto-circuito nas portas c.a. de conexão das cargas	Anexo Específico E (Anexo B)	3.2						
5.5.3	26. Suportabilidade à inversão de polaridade nas portas c.c. de conexão das baterias	Anexo Específico E (Anexo B)	3.3						
5.5.4 5.5.5 5.5.6 5.5.7	27. Qualidade de energia nas portas c.a. de conexão das cargas	Anexo Específico E (Anexo B)	3.4						
5.5.9	28. Suportabilidade a sobrecargas nas portas c.a. de formação de rede c.a.	Anexo Específico E (Anexo B)	3.5						
5.5.11	29. Eficiência de conversão – baterias para cargas c.a.	Anexo Específico E (Anexo B)	3.4.1						
5.6.4	30. Transferência do modo autônomo para o modo conectado à rede	Anexo Específico F (Anexo B)	3.5.1 4.4.1						
5.6.5	31. Transferência do modo conectado à rede para o modo autônomo	Anexo Específico F (Anexo B)	3.7						
5.7	32. Emissão de perturbação de radiofrequência	CISPR 11	(*)						
		ABNT NBR IEC/CISPR 11	(*)						
		IEC 61000-6-3	(*)						
		IEC 61000-6-4	(*)						
		IEC 62920	5.2.4.1 5.2.4.2						

Nota 1: (*) Os ensaios aplicáveis das normas citadas referem-se aos ensaios de emissão de perturbações de radiofrequências conduzidas e radiadas definidas para ambiente residencial/doméstico ou ambiente industrial, conforme o uso especificado pelo fabricante. No caso de um produto poder funcionar em ambos os ambientes, prevalece o atendimento aos requisitos para ambiente residencial/doméstico.

Nota 2: Qualquer alteração do produto, a qualquer momento, que possa causar alteração nas características de perturbação de radiofrequência, ensejará a realização de novos ensaios de Emissão de perturbação de radiofrequência.

3.2 Definição da amostragem

3.2.1 Para a realização de todos os ensaios elencados na Tabela 1 deve ser disponibilizada, pelo menos, 1 unidade de inversor on-grid com bateria do modelo.

3.2.2 Para inversores que não possibilitem a inspeção visual do(s) elemento(s) de desconexão mecânica do lado c.a., devido ao circuito eletrônico estar encapsulado com resina isolante, deve ser providenciado junto ao fornecedor uma amostra adicional sem encapsulamento (poting) que permita que a verificação visual seja comprovada.

3.2.3 Deve ser providenciado junto ao fornecedor uma indicação da localização física do(s) elemento(s) de desconexão mecânica do lado c.a. na placa de circuito impresso do inversor.

3.2.4 Deve ser providenciado junto ao fornecedor, todos os dispositivos necessários para a configuração adequada do ensaio, incluindo-se o manual de operação em português, com detalhes sobre a especificação dos componentes externos complementares que são necessários para o adequado funcionamento do sistema e para a sua instalação.

3.2.5 Quando o fabricante especificar no manual do produto a necessidade de empregar componentes externos para o adequado funcionamento do inversor on-grid com bateria, o fornecedor deve disponibilizar, além do inversor, todos os componentes críticos necessários para a operação do equipamento.

3.2.6 Quando a proteção contra curto-circuito não estiver incorporada ao inversor on-grid com bateria, os componentes externos necessários são considerados componentes críticos e devem ser enviados juntamente com a amostra.

Nota: São considerados componentes críticos: os módulos externos para a desconexão da rede, os dispositivos de proteção externos incluindo fusíveis, os disjuntores, os dispositivos protetores de surto (DPS) e o disjuntor diferencial residual (DDR), bem como, os cabos de interconexão e seus conectores, as baterias e outros componentes que se fizerem necessários para os ensaios.

3.3 Critérios de aceitação

3.3.1 Os critérios de aceitação da amostra ensaiada devem seguir as especificações das normas ABNT NBR 16150, ABNT NBR IEC 62116, dos Anexos B dos Anexos Específicos D, E e F.

3.3.2 Para os ensaios de emissão de perturbações de radiofrequências os critérios de aceitação da amostra ensaiada devem seguir as especificações das normas CISPR 11, IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-4, IEC 62920 ou ABNT NBR IEC/CISPR 11.

3.3.3 A amostra é considerada conforme se, nos respectivos ensaios, atender a todos os requisitos dispostos nos subitens 5.6 e 5.7 do RTQ.

ANEXO A – MODELO DE PLANILHA DE ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS (PET) DE INVERSORES ON-GRID COM BATERIA

INMETRO		PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM																							
		PLANILHA DE ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS						APROVAÇÃO: xx/xx/xx			ORIGEM: INMETRO														
INVERSORES ON-GRID COM BATERIA		N.º REVISÃO: xx						ÚLTIMA REVISÃO: xx/xx/xx																	
1 FABRICANTE		2 FORNECEDOR																							
Razão Social: <fornecedor responsável pela manufatura do produto> CNPJ/CPF: <se o fabricante estiver estabelecido no país> Endereço: <rua, número, bairro, cidade, estado, país, cep> Telefone: <+xx(xx)xxxx-xxxx> E-mail: <xxxxxx@xxxx.xx.xx> Nome do Responsável: <na empresa fabricante>						Razão Social: <fornecedor legalmente estabelecido no país responsável pelo registro do produto> CNPJ/CPF: <se o fabricante estiver estabelecido no país> Endereço: <rua, número, bairro, cidade, estado, país, cep> Telefone: <+xx(xx)xxxx-xxxx> E-mail: <xxxxxx@xxxx.xx.xx> Nome do Responsável: <na empresa fornecedora>																			
3 IDENTIFICAÇÃO DO MODELO DE INVERSORES ON-GRID COM BATERIA																									
Nome do modelo de inversor on-grid com bateria: <nomear o modelo com o mesmo nome cadastrado no processo de registro, seguindo o padrão: Inversor-on grid com bateria - Marca - Modelo - N. de fases - Potência> Unidade fabril: <endereço da unidade fabril onde o produto foi fabricado> Número de fases: <monofásico, bifásico, trifásico, etc.> Tipo de isolamento galvânica em baixa frequência no lado da rede: <com transformador ou sem transformador> Modos de operação quanto à conexão à rede: <apenas injeta energia na rede, apenas absorve energia da rede ou injeta e absorve energia da rede> Tipo de sistema de armazenamento de energia: <externo ao equipamento ou interno ao equipamento> Faixa de potência nominal de conexão com a rede (modo injeção de energia): <especificar>																									
Marca: <marca atribuída ao produto comercializado em território nacional> Tensões de operação c.c.: <XX V> Potência nominal c.a.: <XX kW> Número de fases de fornecimento de energia às cargas c.a.: <monofásico, bifásico, trifásico, etc.> Tecnologia das baterias: <especificar> Tecnologia de fornecimento de energia às cargas c.a.: <dúpla conversão ou modo interativo com a rede>																									
MODELO / CÓDIGO / FIRMWARE	Características físicas				Conexão fotovoltaica c.c. (entrada)				Conexão de baterias c.c. (bidirecional)				Conexão de cargas c.a. (saída)				Conexão com a rede c.a. (entrada, saída ou entrada/saída)				Eficiência (entrada fotovoltaica para a rede) [%]				
					Faixa de SPMP		Faixa de operação		Limites operacionais		Faixa de operação		Limites operacionais		Faixa de operação		Limites operacionais		Faixa de operação			Limites operacionais [injeção energia]		Limites operacionais [absorção energia]	
	Comp. (mm)	Alt. (mm)	Larg. (mm)	Peso (kg)	Tens. mín. (V)	Tens. máx. (V)	Tens. mín. (V)	Tens. máx. (V)	Corrent. máx. (A)	Tens. mín. (V)	Tens. máx. (V)	Corrent. máx. (A)	Corrent. descarga máx. (A)	Tensão nom. (V)	Freq. nom. (Hz)	Pot. nom. (kW)	Corrent. máx. (A)	Tensão nom. (V)	Outras tensões operação (V)	Freq. nom. (Hz)	Pot. nom. (kW)	Corrent. máx. (A)	Pot. nom. (kW)	Corrent. máx. (A)	
<Modelo xx>																									
4 COMPATIBILIDADE ELETROMAGNÉTICA						5 SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA ARCO ELÉTRICO (se existente)																			
Equipamento conforme os requisitos de emissão de perturbação de radiofrequências, de acordo com o estabelecido na norma <XXX XXXX/Ano>, itens/seções <XXXXXX>, para aplicação <residencial, industrial ou residencial e industrial>.						Funcionalidade: <Detecção de Arco – AFD, Detecção e Interrupção de Arco – AFPE> Número de strings, entradas e canais monitorados: <especificar> Método de reconexão: <Manual, remota manual ou automática>																			
6 OBSERVAÇÕES																									
<observações complementares, se houver>																									
7 DATA		8 ASSINATURA DO FORNECEDOR (responsável legal pela empresa)																							
xx/xx/xxxx		<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Somente assinatura Carimbo (se houver) </div>																							

Nota: As tensões nominais de saída referem-se às tensões empregadas no ensaio e que devem corresponder aos níveis de tensão nominal do PRODIST.

ANEXO B - METODOLOGIA DE ENSAIO DE INVERSORES ON-GRID COM BATERIA

1. APARELHOS E COMPONENTES

1.1 Os requisitos para o simulador de rede c.a. e simulador de gerador fotovoltaico empregados nos ensaios estão definidos na norma ABNT NBR 16150.

Nota: Um transformador ou autotransformador pode ser empregado na saída do simulador de rede c.a. para adequação dos níveis de tensões de ensaio, desde que este, no lado do ESE, atenda aos requisitos especificados para o simulador de rede c.a. da norma ABNT NBR 16150.

1.2 Os requisitos para a carga RLC empregada no ensaio de perda de rede c.a. (ou anti-ilhamento) estão definidos na norma ABNT NBR IEC 62116, projetados na frequência de 60 Hz.

1.3 Os requisitos para a impedância de ensaio empregada no ensaio de flutuação de tensão (cintilação) estão definidos na norma IEC 61000-3-3, para correntes menores ou iguais a 16 A, e pela norma IEC 61000-3-11, para correntes superiores 16 A, projetados na frequência de 60 Hz.

1.4 Os requisitos para o transformador de isolamento, empregado no ensaio de injeção de corrente contínua, são os seguintes:

a) Possuir isolamento galvânica entre o primário e o secundário; e

b) Atender no lado do ESE aos requisitos especificados na norma ABNT NBR 16150 para o simulador de rede c.a.

1.5 O banco de baterias ou simulador de banco de baterias empregado nos ensaios dos inversores on-grid com bateria devem atender aos mesmos requisitos do subitem 1.2 do Anexo B do Anexo Específico E.

1.6 Os requisitos para o circuito de ensaio empregado nos ensaios de detecção e interrupção diante a falhas de isolamento nas portas fotovoltaicas e detecção e interrupção de corrente residual excessiva, estão descritos na norma IEC 62109-2.

2. EXATIDÃO E INCERTEZA DE MEDIÇÕES

2.1 Os requisitos para as medições de tensão, frequência, corrente, potência ativa, potência reativa, potência aparente, conteúdo harmônico da corrente, distorção harmônica de corrente, fator de potência, ângulo de fase e forma de onda estão definidos na norma ABNT NBR 16150.

2.2 Para as medições em regime permanente, considera-se as agregações em janelas de 200ms conforme a norma IEC 61000-4-30.

2.3 As medições de temperatura devem ser realizadas com equipamento que possua uma classe de exatidão menor que 1oC.

2.4 As medições de tempo realizadas por oscilografia devem ser realizadas com equipamento que possua uma classe de exatidão menor que 1 ms.

2.5 As medições de tempo realizadas com cronômetro devem ser realizadas com equipamento que possua uma classe de exatidão menor que 1 s.

2.6 A incerteza expandida das medidas de eficiência energética devem ser de no máximo 0,5 pontos percentuais.

3. CONFIGURAÇÃO DO SFCR PARA OS ENSAIOS

3.1 Para a realização dos ensaios poderão ser empregadas duas configurações distintas de SFCR com bateria, apresentadas nas Figuras 1 (para inversores com 4 portas) e Figura 2 (para inversores com 3 portas).

Figura 1 - SFCR com bateria com configuração de inversor de 4 portas

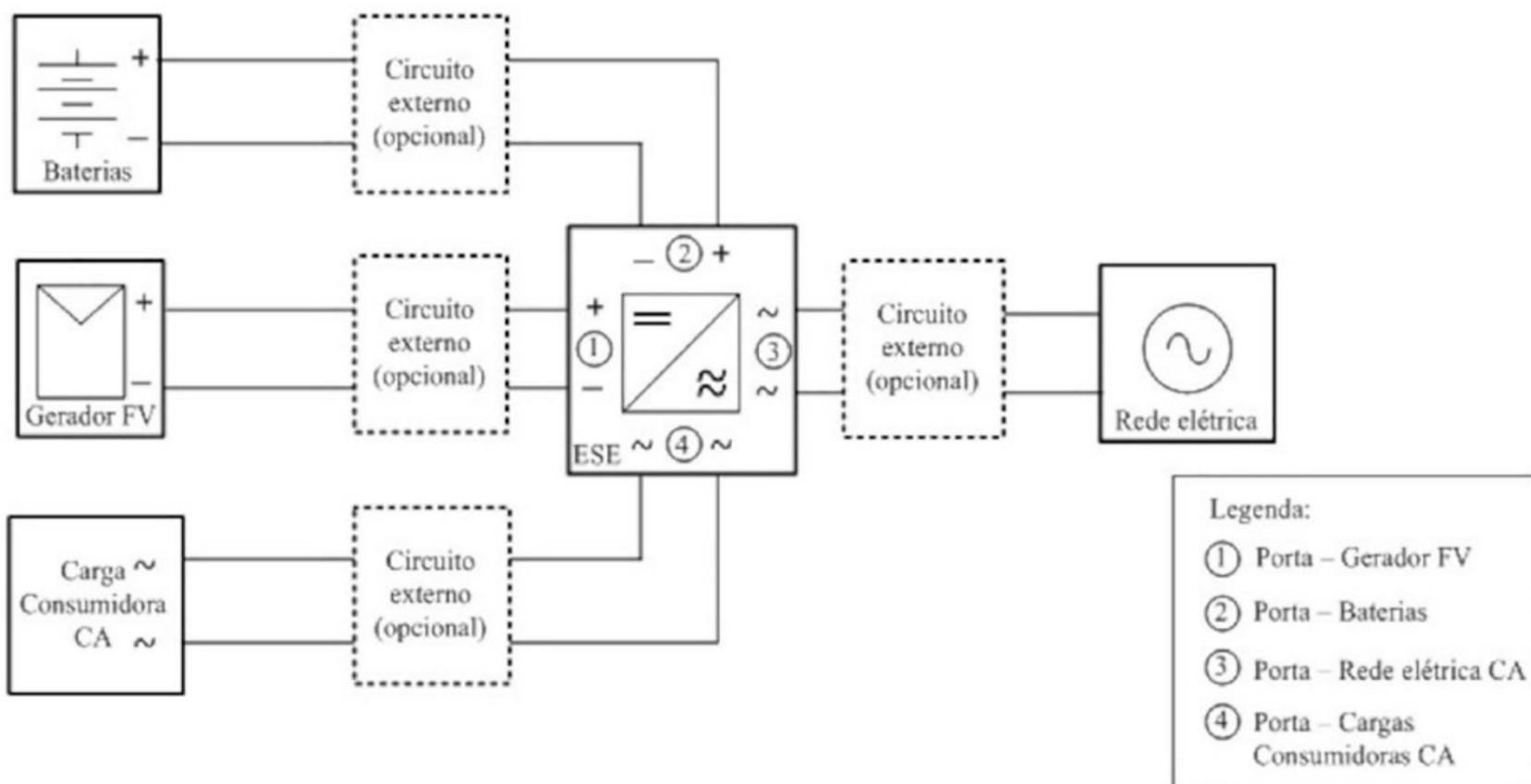
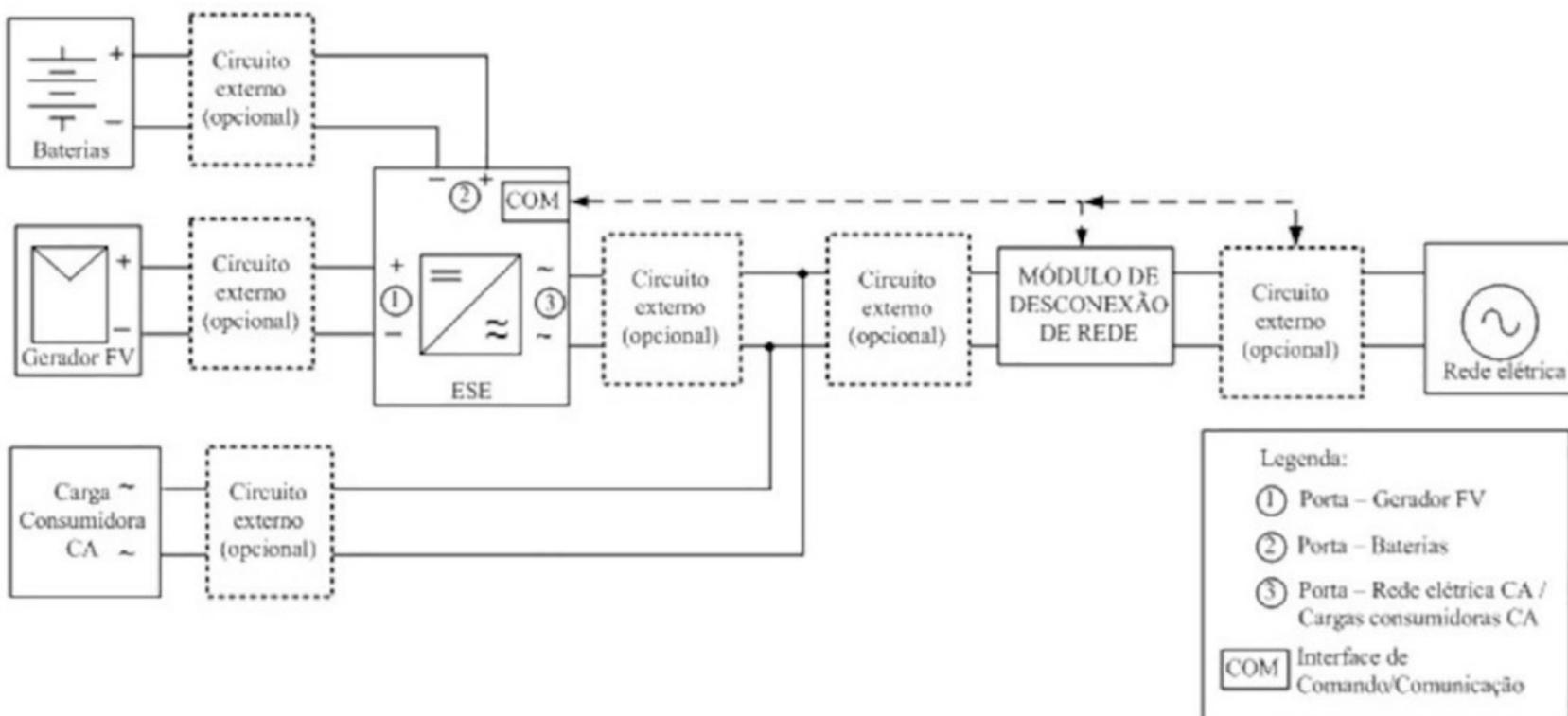


Figura 2 - SFCR com bateria com configuração de inversor de 3 portas



Nota: Os inversores on-grid com bateria podem requerer, opcionalmente, circuitos externos.

3.2 Caso o inversor on-grid com bateria possua a configuração apresentada na Figura 2, o módulo de desconexão de rede deve incluir, obrigatoriamente, uma chave de desconexão de rede.

Nota: Quando os módulos de desconexão, componentes e/ou cabos necessários para as interfaces de comando e comunicação forem componentes específicos dos equipamentos do fabricante, por questões de compatibilidade, eles deverão ser disponibilizados ao laboratório para a realização dos ensaios.

4. ENSAIOS

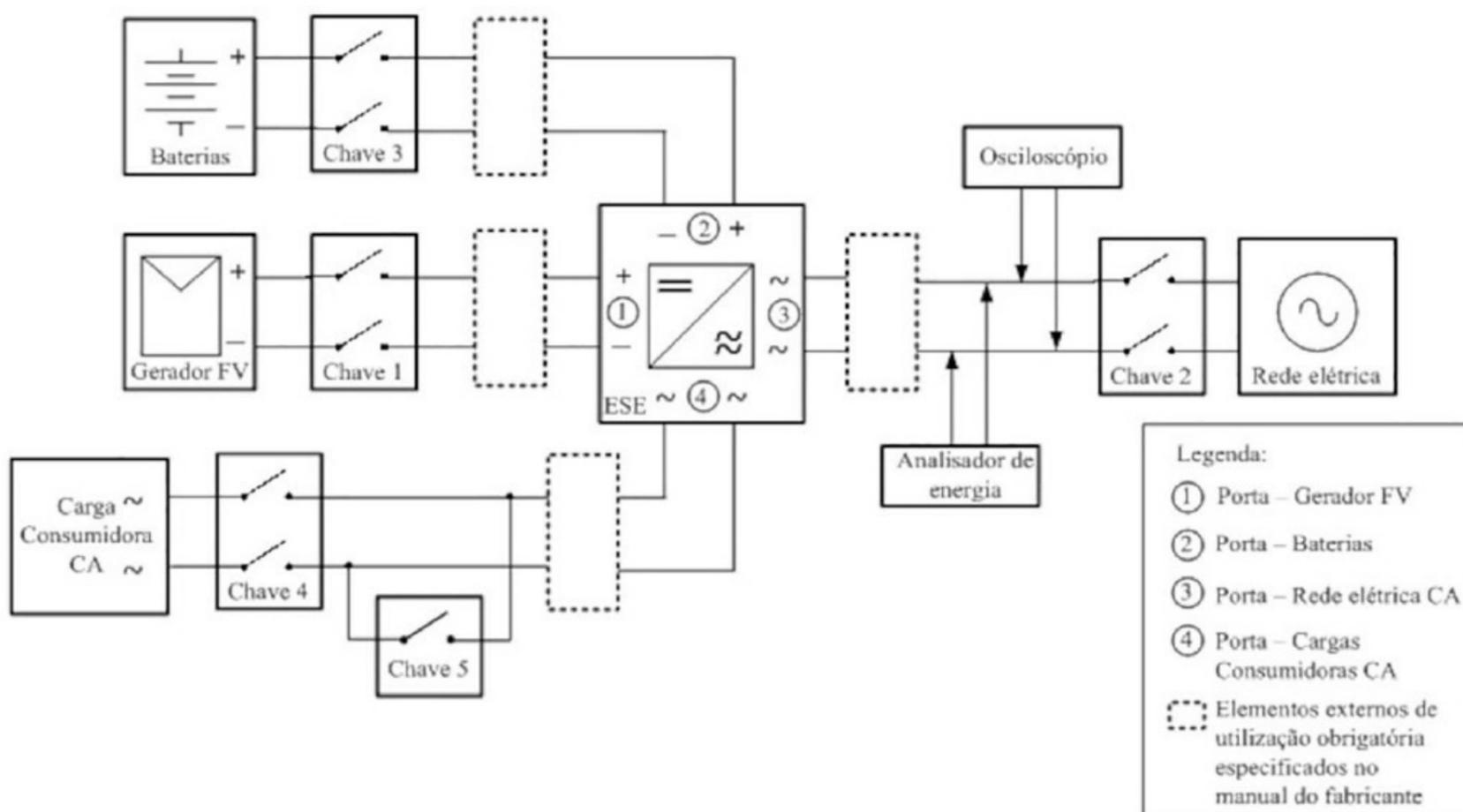
4.1 Ensaio em modo de operação conectado à rede

4.1.1 Disposições gerais

4.1.1.1 Os inversores on-grid com bateria em operação conectada à rede devem ser submetidos aos ensaios definidos no Anexo Específico D - Inversores on-grid.

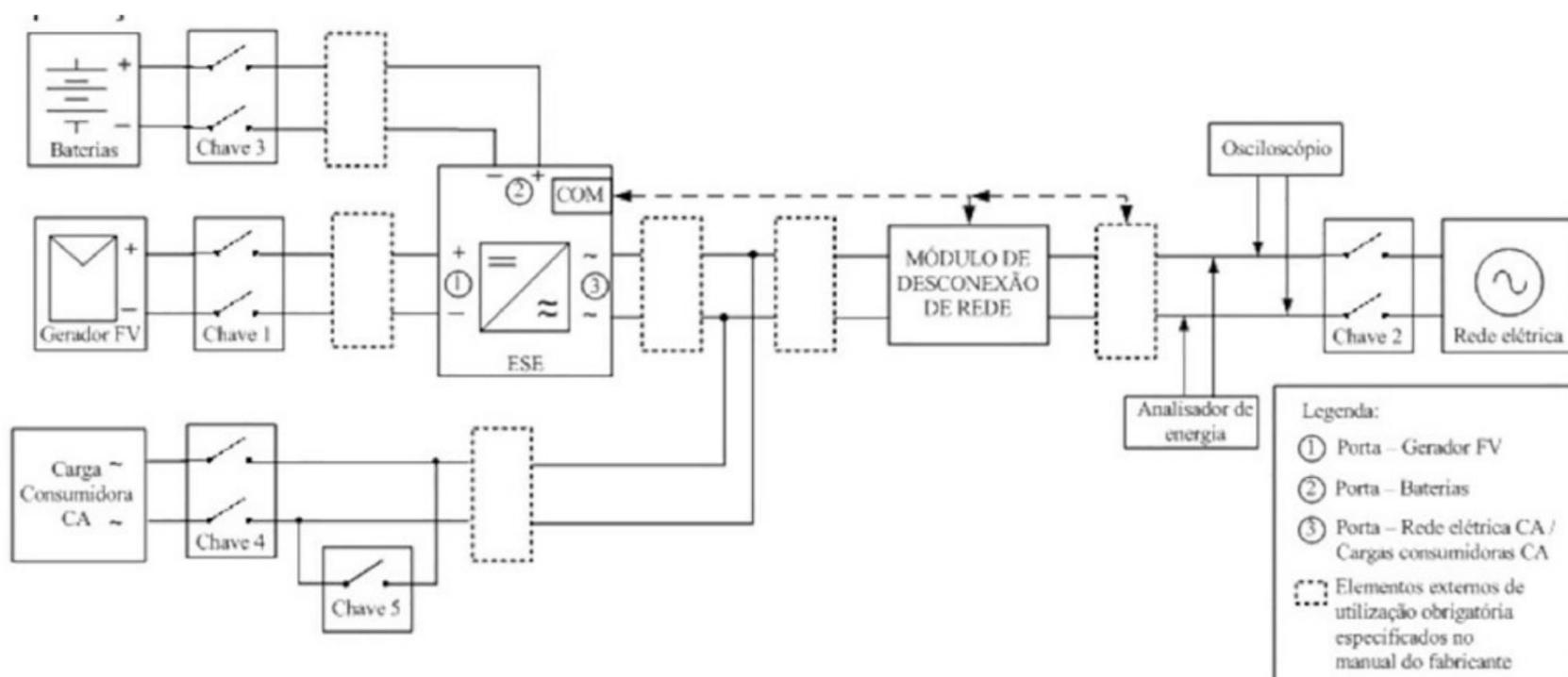
4.1.1.2 Nos ensaios dos inversores on-grid com bateria em operação conectada à rede, realizados segundo a norma ABNT NBR 16150, deve-se considerar as especificações apresentadas nas Figuras 3 e 4, em substituição à Figura 2 da norma supracitada.

Figura 3 - Diagrama de ligações para os ensaios de inversores on-grid com bateria de 4 portas em operação conectada à rede



Nota: A Figura 3 refere-se a inversores on-grid com bateria que possuem uma porta para a conexão da rede e uma porta para a conexão das cargas consumidoras c.a.

Figura 4 - Diagrama de ligações para os ensaios de inversores on-grid com bateria de 3 portas em operação conectada à rede



Nota: A Figura 4 refere-se a inversores on-grid com bateria que possuem uma única porta para a conexão da rede e das cargas consumidoras c.a.

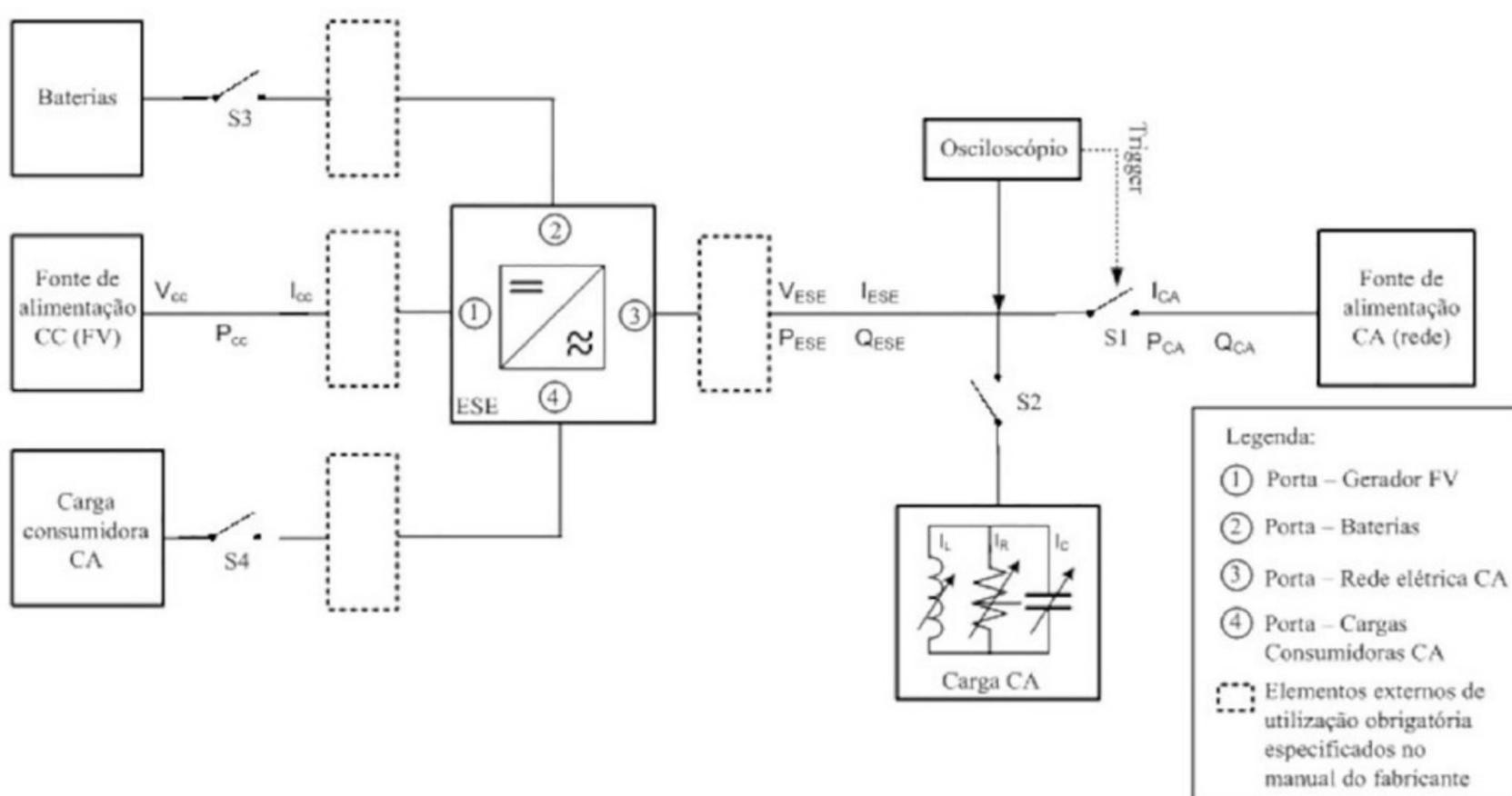
4.1.1.3 Durante todos os ensaios especificados na norma ABNT NBR 16150, as Chaves 3 e 4 devem permanecer abertas.

4.1.1.4 O módulo de desconexão de rede indicado na Figura 4 deve incluir, obrigatoriamente, uma chave de desconexão de rede.

Nota: Quando os módulos de desconexão, componentes e/ou cabos necessários para as interfaces de comando e comunicação forem componentes específicos dos equipamentos do fabricante, por questões de compatibilidade, eles deverão ser disponibilizados ao laboratório para a realização dos ensaios.

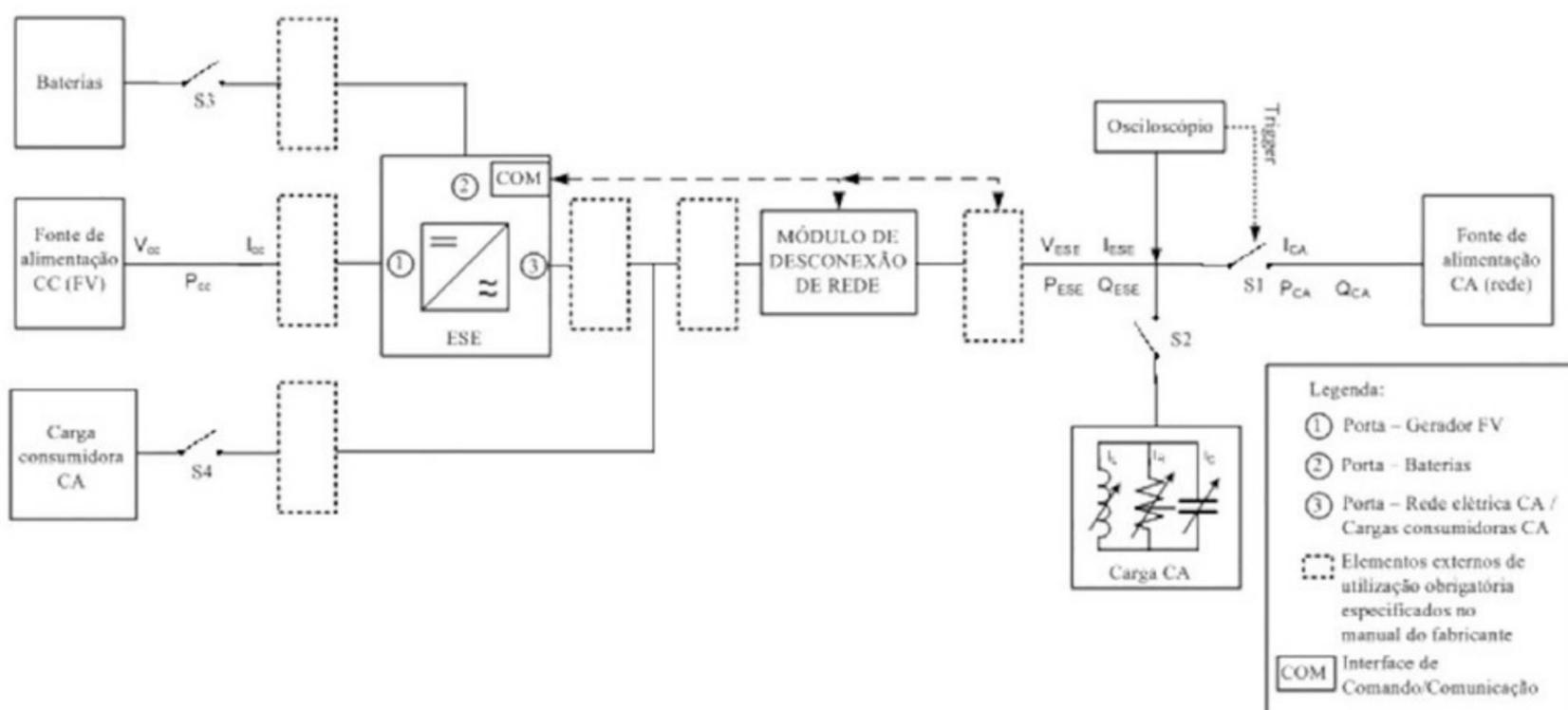
4.1.1.5 Nos ensaios dos inversores on-grid com bateria em operação conectada à rede, realizados segundo a norma ABNT NBR IEC 62116, deve-se considerar as especificações apresentadas nas Figuras 5 e 6, em substituição à Figura 1 da norma supracitada.

Figura 5 - Circuito de ensaio para detecção de ilhamento de inversor on-grid com bateria de 4 portas



Nota: A Figura 5 refere-se a inversores on-grid com bateria que possuem uma porta para a conexão da rede e uma porta para a conexão de cargas consumidoras c.a.

Figura 6 - circuito de ensaio para detecção de ilhamento de inversor on-grid com bateria de 3 portas



Nota: A Figura 6 refere-se a inversores on-grid com bateria que possuem uma única porta para a conexão da rede e cargas consumidoras c.a.

4.1.1.6 Durante todos os ensaios especificados na norma ABNT NBR IEC 62116, as Chaves 3 e 4 devem permanecer abertas.

4.1.1.7 O módulo de desconexão de rede indicado na Figura 6 deve incluir, obrigatoriamente, uma chave de desconexão de rede.

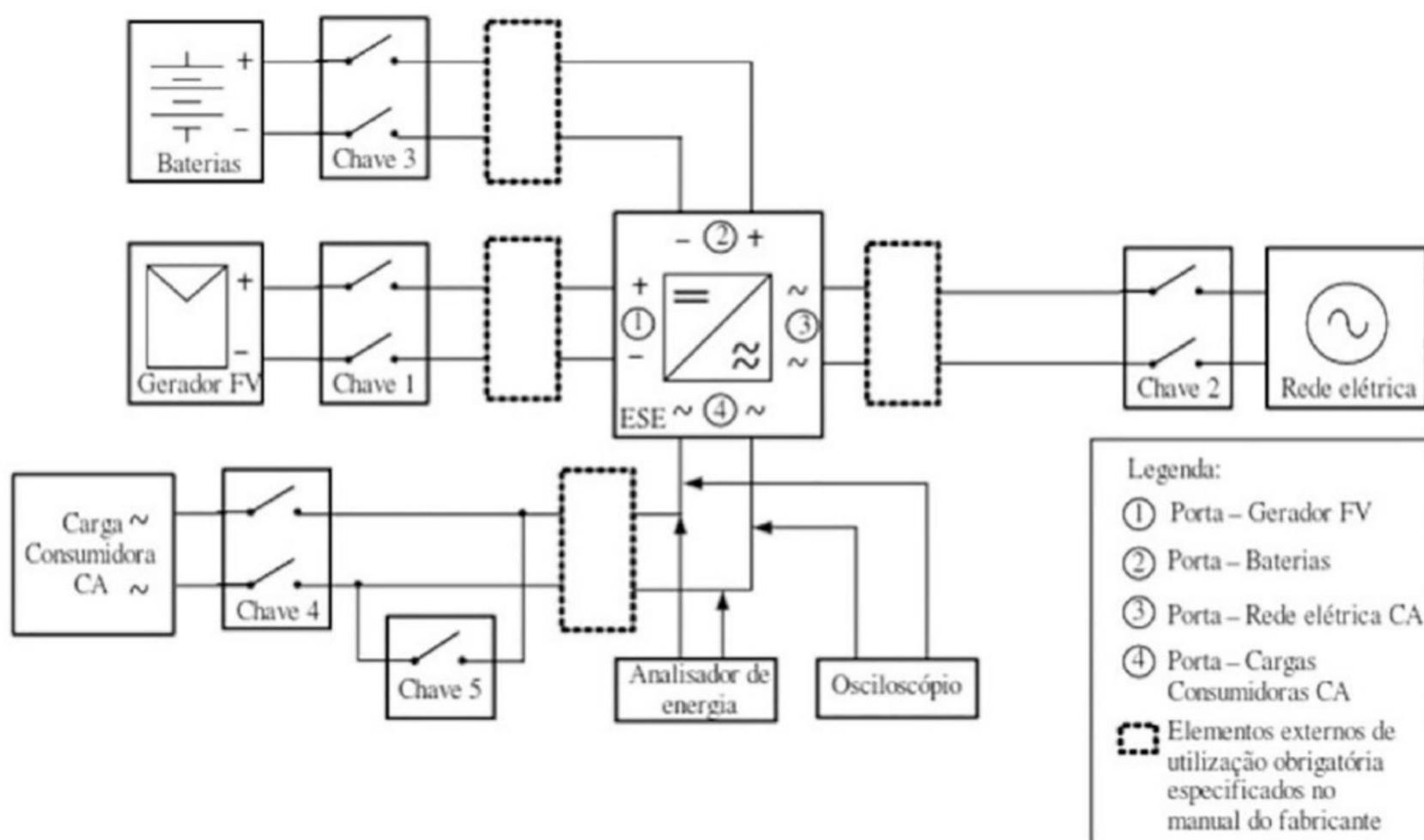
Nota: Quando os módulos de desconexão, componentes e/ou cabos necessários para as interfaces de comando e comunicação forem componentes específicos dos equipamentos do fabricante, por questões de compatibilidade, eles deverão ser disponibilizados ao laboratório para a realização dos ensaios.

4.2 Ensaio em modo de operação ilhado

4.2.1 Disposições gerais

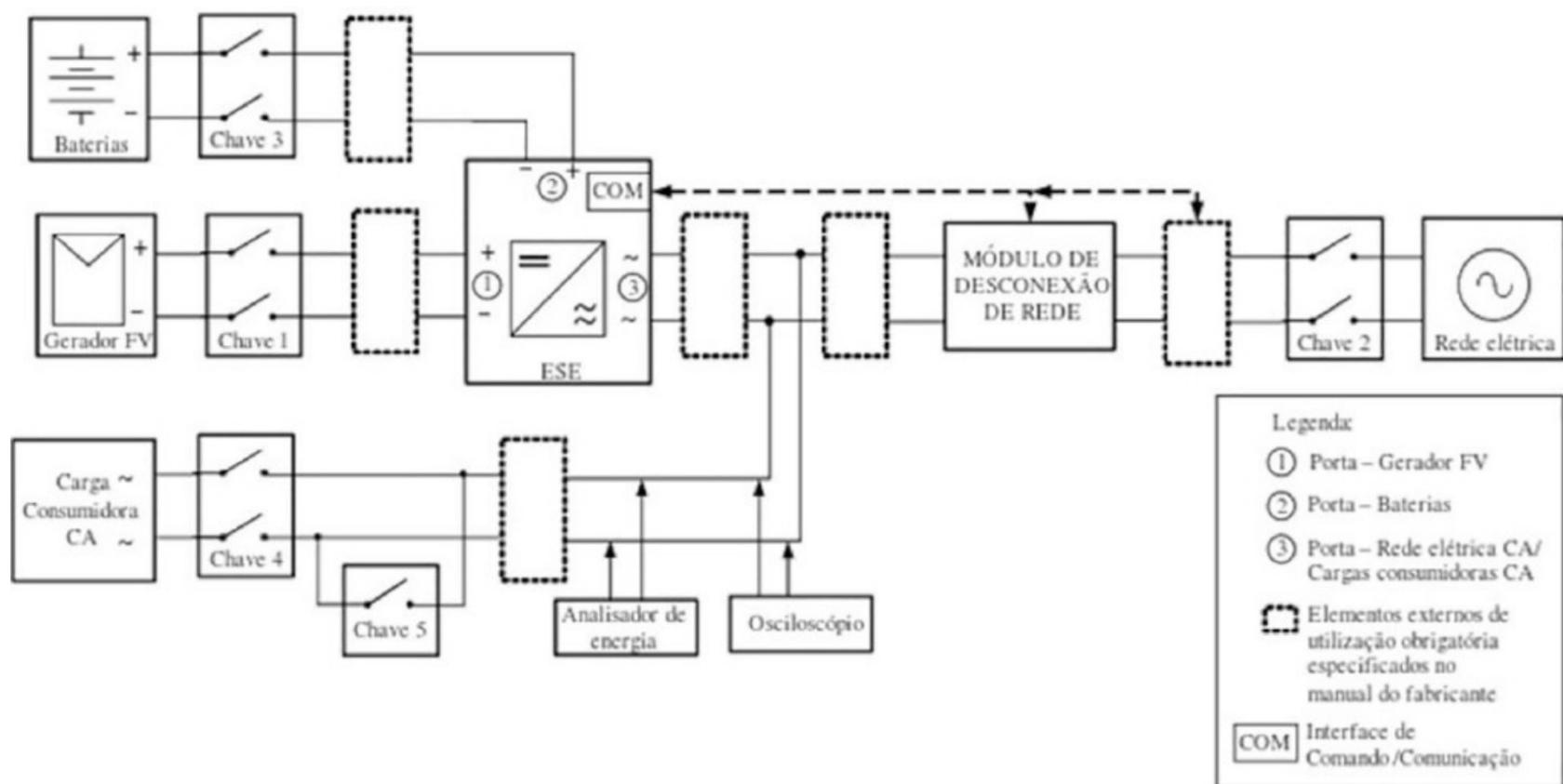
4.2.1.1 Os inversores on-grid com bateria em operação ilhada da rede devem ser submetidos aos ensaios definidos no Anexo Específico E - Inversores off-grid. Deve-se considerar as especificações apresentadas nas Figuras 7 e 8, com a chave 2 em aberto.

Figura 7 - Diagrama de ligações para os ensaios de inversores on-grid com bateria de 4 portas em operação ilhada



Nota: A Figura 7 refere-se a inversores on-grid com bateria que possuem uma porta para a conexão da rede e uma porta para a conexão das cargas consumidoras c.a.

Figura 8 - Diagrama de ligações para os ensaios de inversores on-grid com bateria de 3 portas em operação ilhada



Nota: A Figura 8 refere-se a inversores on-grid com bateria que possuem uma única porta para a conexão da rede e das cargas consumidoras c.a.

4.2.1.2 O módulo de desconexão de rede indicado na Figura 8 deve incluir, obrigatoriamente, uma chave de desconexão de rede.

Nota: Quando os módulos de desconexão, componentes e/ou cabos necessários para as interfaces de comando e comunicação forem componentes específicos dos equipamentos do fabricante, por questões de compatibilidade, eles deverão ser disponibilizados ao laboratório para a realização dos ensaios.

4.3 Ensaios de segurança

4.3.1 Ensaios de transferência entre modos de operação

4.3.1.1 Transferência do modo autônomo para o modo conectado à rede

4.3.1.1.1 Procedimento de ensaio:

a) Montar o sistema de acordo com a Figura 7 ou 8, mantendo a Chave 2 inicialmente aberta, enquanto as Chaves 1 e 3 permanecem fechadas;

b) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer uma potência máxima c.c. nas portas fotovoltaicas para que o ESE possa operar em 100% da potência c.a. nominal (especificada pelo fabricante), definindo uma curva de operação tensão versus corrente fotovoltaica com tensão arbitrária e fator de forma de 0,72 (0,9 para corrente e 0,8 para tensão);

c) Configurar uma carga consumidora c.a. resistiva com potência ativa igual a 50% da potência ativa c.a. nominal;

d) Conectar a carga consumidora c.a. por meio da Chave 4, de acordo com a Figura 7 ou 8;

e) Monitorar continuamente as tensões e as correntes fornecidas à carga por meio de um osciloscópio;

f) Ligar o inversor em modo autônomo e aguardar o período mínimo de 5 min após o início de fornecimento de tensão para a carga consumidora c.a. resistiva;

g) Fechar a Chave 2, indicada na Figura 7 ou 8, com um simulador de rede c.a. em funcionamento;

Nota: O simulador de rede utilizado deve possuir potência compatível e estar de acordo com a norma ABNT NBR 16150.

h) Armazenar os sinais medidos no osciloscópio desde, no mínimo, 1 minuto antes da comutação da Chave 2, e até 1 minuto após reiniciar a injeção de potência na rede elétrica.

Nota: O simulador de rede utilizado deve possuir potência compatível e estar de acordo com a norma ABNT NBR 16150.

4.3.1.1.2 O inversor on-grid com bateria é considerado conforme se:

a) O período de interrupção de tensão à carga consumidora c.a. estiver de acordo com as especificações do fabricante; e

Nota 1: Se um tempo exato for especificado pelo fabricante, o tempo medido deve estar dentro da tolerância de $\pm 10\%$ do especificado pelo fabricante.

Nota 2: Considera-se ausência de interrupção casos inferiores a 10 ms, de acordo com classe 3 da IEC 62040-3.

B0 Não ocorrer tensão na carga consumidora c.a. com valor eficaz superior a 125% da tensão eficaz nominal.

Nota: A tensão eficaz pode ser medida considerando-se cada meio-ciclo da rede ou considerando-se uma janela móvel de meio-ciclo da rede.

4.4.1.2 Transferência do modo conectado à rede para o modo autônomo

4.3.1.2.1 Procedimento de ensaio:

a) Montar o sistema de acordo com a Figura 7 ou 8, mantendo a Chave 2 inicialmente fechada e as Chaves 1 e 3 fechadas;

b) Configurar simulador de gerador fotovoltaico para fornecer uma potência máxima c.c. nas portas fotovoltaicas para que o ESE possa operar em 100% da potência c.a. nominal (especificada pelo fabricante), definindo uma curva de operação tensão versus corrente fotovoltaica com tensão arbitrária e fator de forma de 0,72 (0,9 para corrente e 0,8 para tensão);

c) Configurar uma carga consumidora c.a. resistiva com potência ativa igual a 50% da potência ativa c.a. nominal;

d) Conectar a carga consumidora c.a. por meio da Chave 4, de acordo com a Figura 7 ou 8;

e) Monitorar continuamente as tensões e correntes fornecidas à carga consumidora c.a. por meio de um osciloscópio;

f) Abrir a Chave 2 indicada na Figura 7 ou 8;

g) Armazenar os sinais medidos no osciloscópio desde, no mínimo, 1 min antes da comutação e até 1 min depois da comutação da Chave 2.

Nota: O simulador de rede utilizado deve possuir potência compatível e estar de acordo com a norma ABNT NBR 16150:2013.

4.3.1.2.2 O inversor on-grid com bateria é considerado conforme se:

a) O período de interrupção de tensão à carga consumidora c.a. estiver de acordo com as especificações do fabricante; e

Nota 1: Se um tempo exato for especificado pelo fabricante, o tempo medido deve estar dentro da tolerância de $\pm 10\%$ do especificado pelo fabricante.

Nota 2: Considera-se ausência de interrupção casos inferiores a 10 ms, de acordo com classe 3 da IEC 62040-3.

b) Não ocorrer tensão na carga consumidora c.a. com valor eficaz superior a 125% da tensão eficaz nominal.

Nota: A tensão eficaz pode ser medida considerando-se cada meio-ciclo da rede ou considerando-se uma janela móvel de meio-ciclo da rede.

ANEXO III

SELO DE IDENTIFICAÇÃO DA CONFORMIDADE

1. O Selo de Identificação da Conformidade, na forma da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE), deve ser apostado nos equipamentos conforme segue.

2. A ENCE deve ser aposta diretamente no produto ou, alternativamente, em sua embalagem.

3. A aposição deve ser feita por impressão, clichê ou colagem.

4. A ENCE deve possuir as dimensões, as cores e os formatos especificados para cada tipo de equipamento, como apresentado nas Figuras 1, 2, 3, 4, 5 e 6, devendo ser utilizada nas suas versões padrão ou compacta.

5. Quando a ENCE for aposta diretamente no produto, é facultado ao fornecedor o uso da versão padrão ou compacta. Quando aposta na embalagem, o fornecedor deve utilizar a versão padrão da ENCE.

6. O Código QR gerado para as ENCE deve remeter a uma página que possua informações complementares relacionadas à ENCE, especificações técnicas do produto (p. ex.: manual ou folha de dados do produto) e ligação à página de consulta de Registro de Objetos (<http://registro.inmetro.gov.br/consulta/>).

7. O arquivo editável da ENCE deve ser solicitado por meio do canal selos.dconf@inmetro.gov.br.

Figura 1 - Modelos de etiquetas de módulos fotovoltaicos (versões padrão e compacta)

95 mm

105 mm



INMETRO

Energia

MÓDULO FOTOVOLTAICO



XX,X%
Eficiência



000,0 Wp
Potência



00,00 m²
Área

Tecnologia:	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
Fornecedor:	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
Marca:	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
Modelo:	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

Mais eficiente

A

B

C

D

E

Classe

A

Menos eficiente

Com base nos resultados do ciclo normalizado pelo Inmetro.



PROGRAMA
BRASILEIRO DE
ETIQUETAGEM

**Segurança
Desempenho**

Nº de Registro
XXX XXX/Ano



Para instruções de instalação e recomendações de uso, leia o manual do aparelho.

93 mm

16 mm



INMETRO

Energia

MÓDULO FOTOVOLTAICO



PROGRAMA
BRASILEIRO DE
ETIQUETAGEM

Tecnologia:	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
Fornecedor:	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
Marca:	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
Modelo:	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX



XX,X%
Eficiência



CLASSE
A



Nº de Registro
XXX XXX/Ano

Nota: Para preenchimento dos campos da etiqueta devem ser consideradas as seguintes especificações:

- a) Campo "Eficiência": eficiência nominal do módulo, em %, com uma casa decimal;
- b) Campo "Potência": potência elétrica nominal fornecida pelo módulo, nas condições padrão de ensaio (STC), expressa em Wp, com uma casa decimal;
- c) Campo "Área": área total do módulo, conforme valor empregado para o cálculo da eficiência, expressa em m², com duas casas decimais;

- d) Campo "Tecnologia": tipo de tecnologia fotovoltaica, tais como silício monocristalino (mono-Si), silício multicristalino (multi-Si), filmes finos (a-Si, CdTe, CIS, CIGS) ou heterojunção (HJT);
- e) Campo "Fornecedor": fabricante ou importador, detentor do registro da família de produtos;
- f) Campo "Marca": designação comercial do produto no país;
- g) Campo "Modelo": código de identificação do modelo de módulo;
- h) Campo "Categoria": indicar o resultado da classificação de desempenho, com menção à letra correspondente (A, B, C, D ou E) na cor correspondente;
- i) Campo "Número do Registro": indicar o número e ano do registro obtido junto ao Inmetro; e
- j) Campo Código QR: disponibilizar acesso à página de Internet, conforme item 6 deste Anexo III.

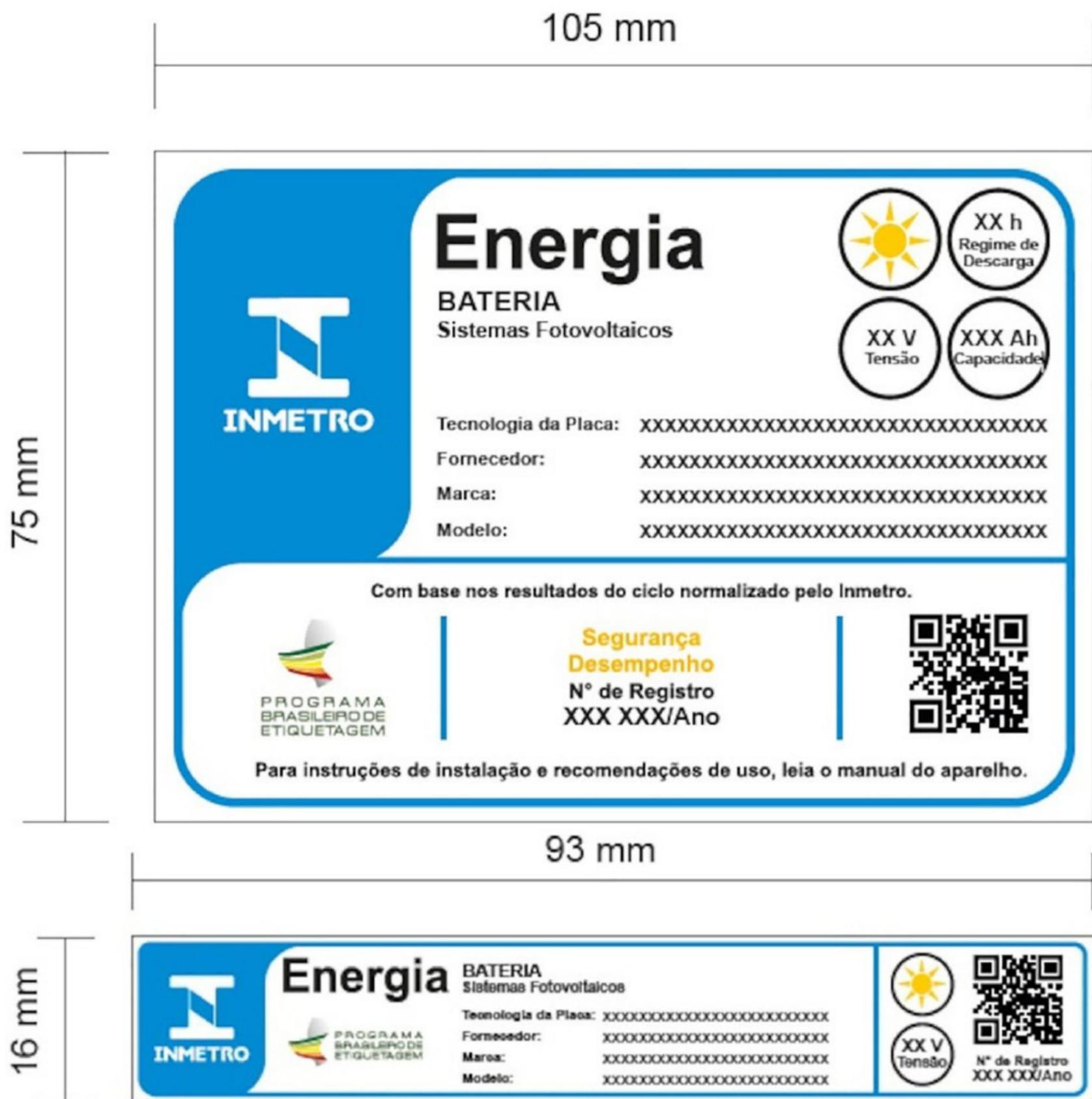
Figura 2 - Modelo de etiqueta de controladores (versão compacta)



Nota: Para preenchimento dos campos da etiqueta devem ser consideradas as seguintes especificações:

- a) Campo "Tipo": especificar se tecnologia PWM ou MPPT;
- b) Campo "Fornecedor": fabricante ou importador, detentor do registro do modelo de produto;
- c) Campo "Marca": designação comercial do produto no país;
- d) Campo "Modelo": código de identificação do modelo do produto;
- e) Campo "Número do Registro": indicar o número e ano do registro obtido junto ao Inmetro; e
- f) Campo Código QR: disponibilizar acesso à página de Internet, conforme item 6 deste Anexo III.

Figura 3 - Modelos de etiquetas de baterias (versões padrão e compacta)



Nota: Para preenchimento dos campos da etiqueta devem ser consideradas as seguintes especificações:

a) Campo "Tecnologia da Placa": especificar a tecnologia da bateria, se chumbo-ácido (ventilada, VRLA AGM, VRLA gel, entre outras), etc.), níquel-cádmio (ventilada, com recombinação parcial de gases), níquel-hidreto metálico, lítio-íon (LFP, NCA, NMC, entre outras), de sódio, fluxo, etc.);

b) Campo "Fornecedor": fabricante ou importador, detentor do registro do modelo ou da família de produtos;

c) Campo "Marca": designação comercial do produto no país;

d) Campo "Modelo": código de identificação do modelo do produto;

e) Campo "Regime Descarga": especificar se 10 h ou 5 h, conforme a tecnologia;

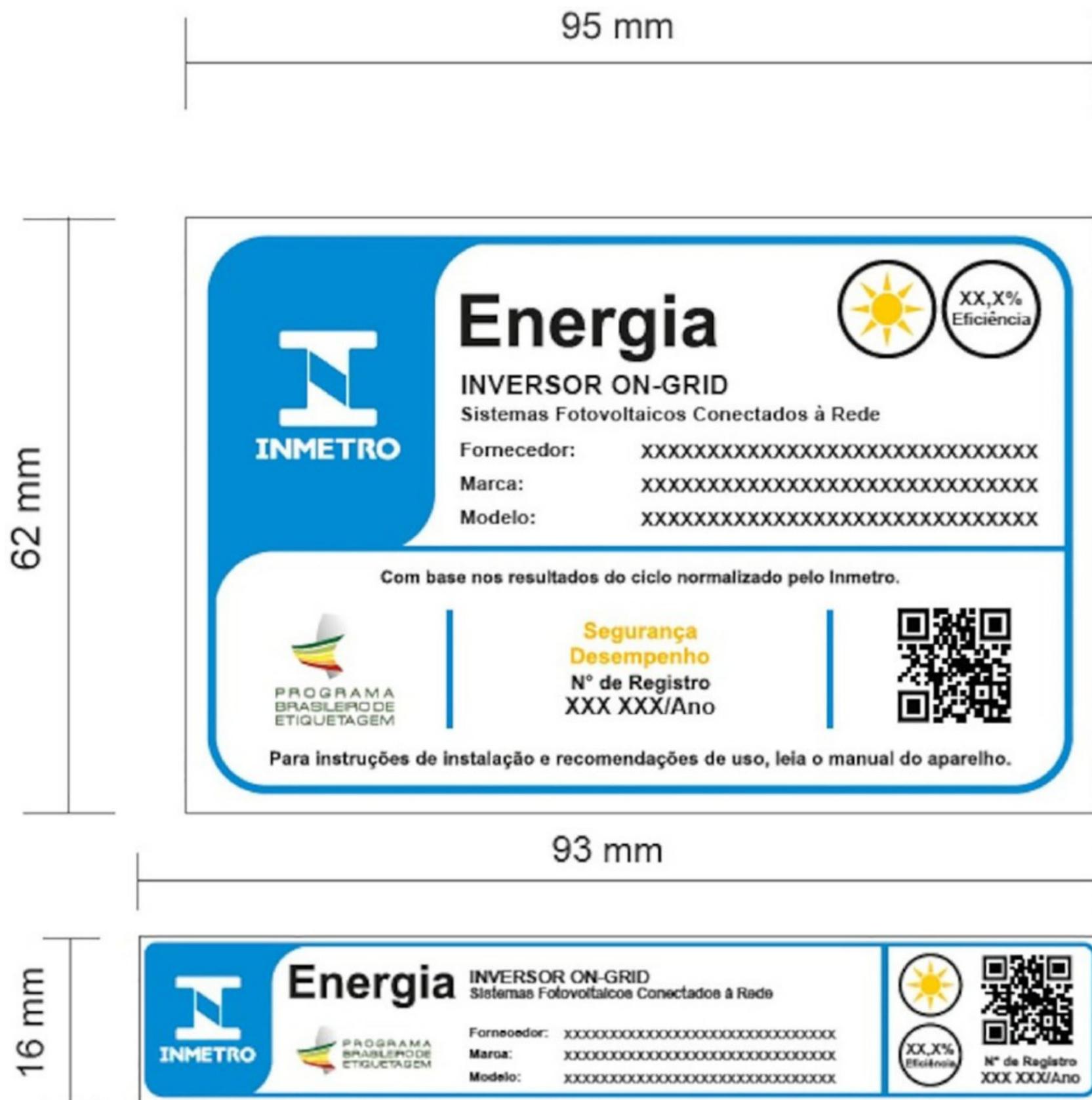
f) Campo "Tensão": tensão nominal, expressa em V, sem casas decimais;

g) Campo "Capacidade": capacidade nominal, em 25 °C, expressa em Ah, sem casas decimais; e

h) Campo Código QR: disponibilizar acesso à página de Internet, conforme item 6 deste Anexo

III.

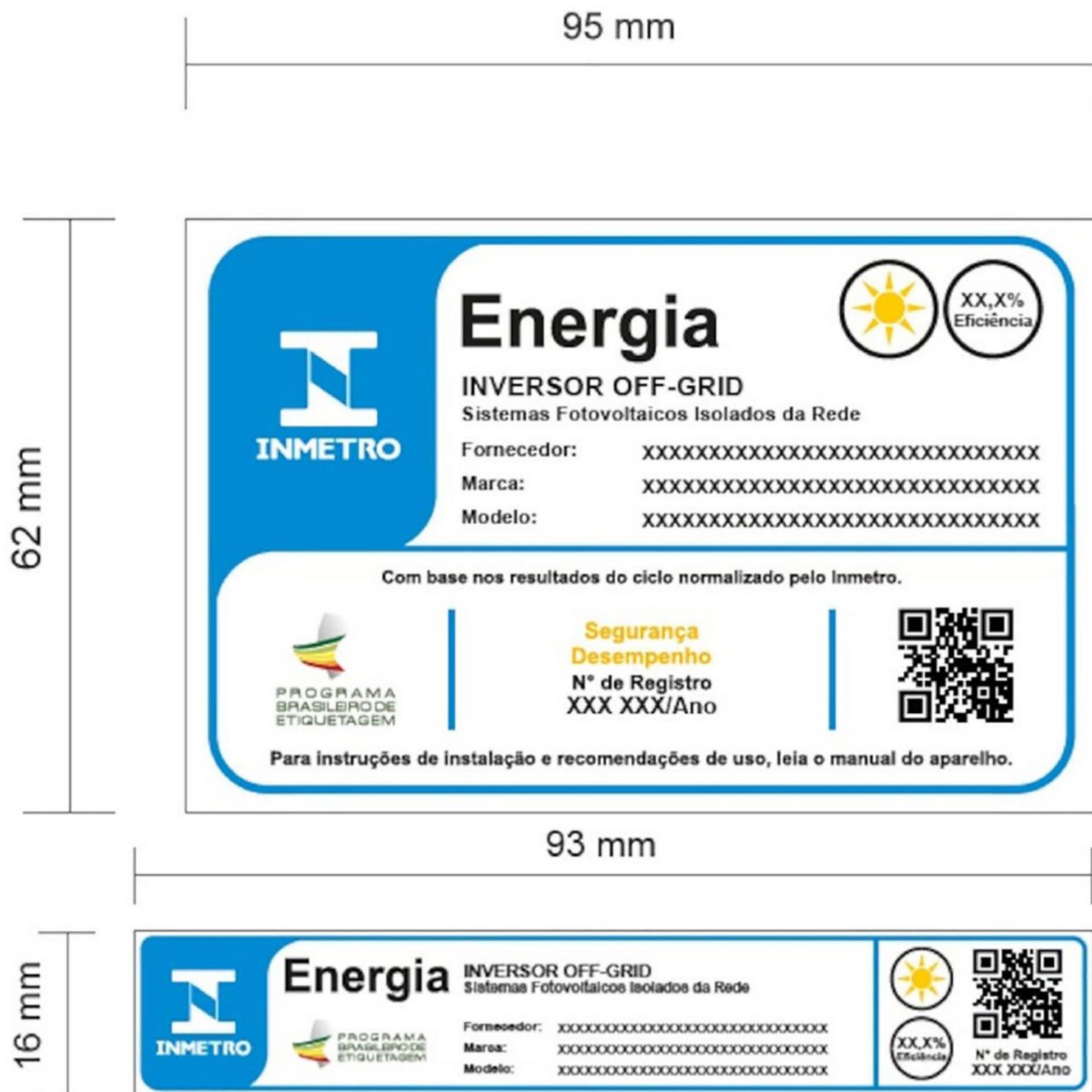
Figura 4 - Modelos de etiquetas de inversores on-grid (versões padrão e compacta)



Nota: Para preenchimento dos campos da etiqueta devem ser consideradas as seguintes especificações:

- Campo "Fornecedor": fabricante ou importador, detentor do registro do modelo de produto;
- Campo "Marca": designação comercial do produto no país;
- Campo "Modelo": código de identificação do modelo do produto;
- Campo "Eficiência": valor de eficiência medido e calculado, expresso em %, com uma casa decimal;
- Campo "Número do Registro": indicar o número e ano do registro obtido junto ao Inmetro; e
- Campo Código QR: disponibilizar acesso à página de Internet, conforme item 6 deste Anexo III.

Figura 5 - Modelos de etiquetas de inversores off-grid (versões padrão e compacta)



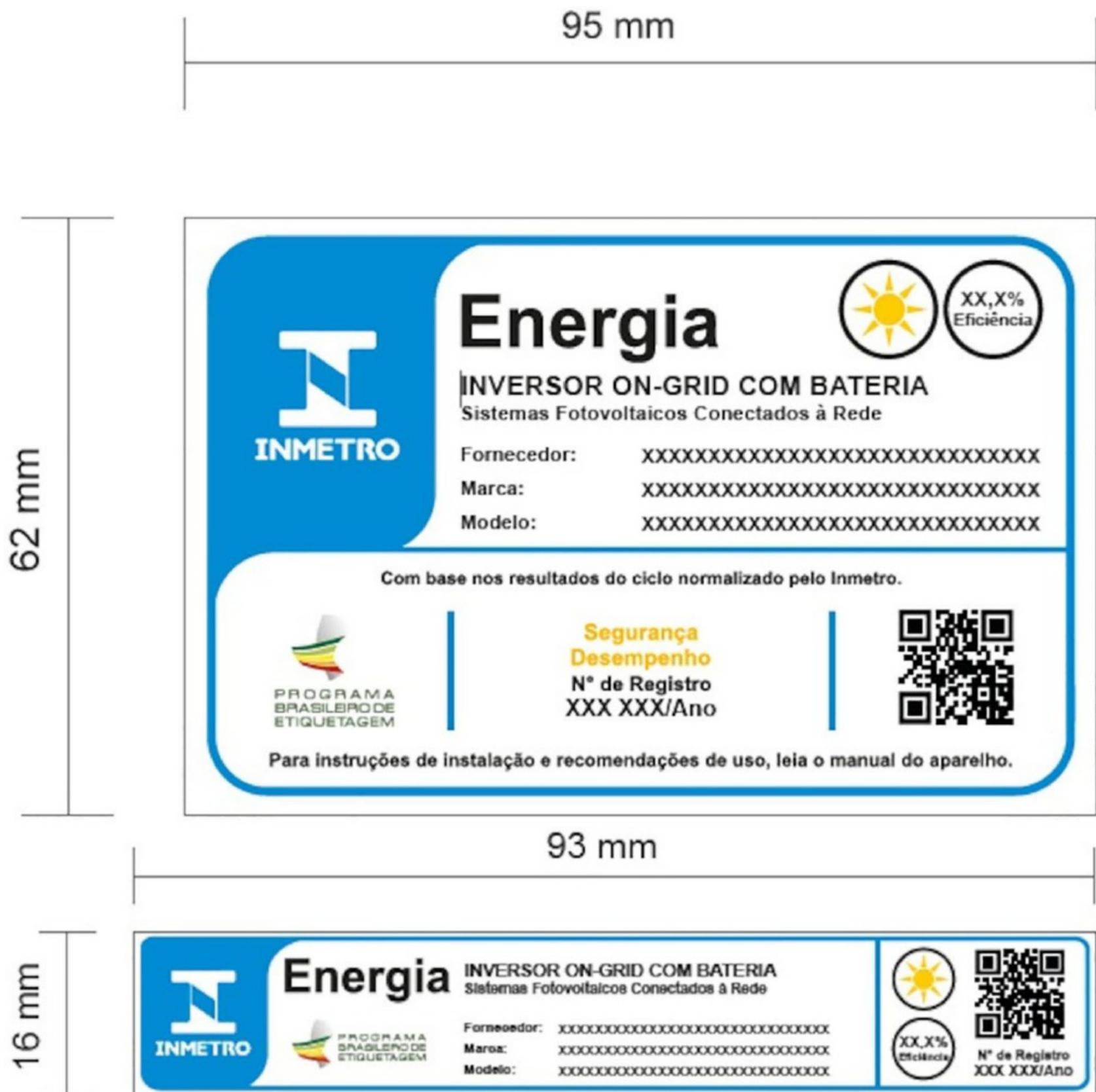
Nota: Para preenchimento dos campos da etiqueta devem ser consideradas as seguintes especificações:

- Campo "Fornecedor": fabricante ou importador, detentor do registro do modelo de produto;
- Campo "Marca": designação comercial do produto no país;
- Campo "Modelo": código de identificação do modelo de produto;
- Campo "Eficiência": valor de eficiência medido e calculado, expresso em %, com uma casa decimal;

e) Campo "Número do Registro": indicar o número e ano do registro obtido junto ao Inmetro; e

f) Campo Código QR: disponibilizar acesso à página de Internet, conforme item 6 deste Anexo III.

Figura 6 - Modelos de etiquetas de inversores on-grid com bateria (versões padrão e compacta)



Nota: Para preenchimento dos campos da etiqueta devem ser consideradas as seguintes especificações:

- Campo "Fornecedor": fabricante ou importador, detentor do registro do modelo de produto;
- Campo "Marca": designação comercial do produto no país;
- Campo "Modelo": código de identificação do modelo do produto;
- Campo "Eficiência": valor de eficiência medido e calculado, expresso em %, com uma casa decimal;
- Campo "Número do Registro": indicar o número e ano do registro obtido junto ao Inmetro; e
- Campo Código QR: disponibilizar acesso à página de Internet, conforme item 6 deste Anexo III.

Este conteúdo não substitui o publicado na versão certificada.