

**DIN EN 62109-2**  
**(VDE 0126-14-2)**

**DIN**

Diese Norm ist zugleich eine **VDE-Bestimmung** im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.

**VDE**

ICS 27.160; 29.200

Einsprüche bis 2010-03-31

**Entwurf**

**Sicherheit von Leistungsumrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen –  
Teil 2: Besondere Anforderungen an Wechselrichter  
(IEC 82/579/CDV:2009);  
Deutsche Fassung FprEN 62109-2:2009**

Safety of power converters for use in photovoltaic power systems –  
Part 2: Particular requirements for inverters  
(IEC 82/579/CDV:2009);  
German version FprEN 62109-2:2009

Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les réseaux d'énergie photovoltaïque –  
Partie 2: Exigences particulières pour les onduleurs  
(CEI 82/579/CDV:2009);  
Version allemande FprEN 62109-2:2009

**Anwendungswarnvermerk**

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2010-01-25 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfes besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise als Datei per E-Mail an **dke@vde.com** in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter **www.dke.de/stellungnahme** abgerufen werden
- oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main.

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevante Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 49 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE

# — Entwurf —

E DIN EN 62109-2 (VDE 0126-14-2):2010-01

## Beginn der Gültigkeit

Diese Norm gilt ab ...

## Nationales Vorwort

Die Deutsche Fassung des europäischen Dokuments FprEN 62109-2:2009 „Sicherheit von Leistungsumrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen – Teil 2: Besondere Anforderungen an Wechselrichter“ (Entwurf in der Umfrage) ist unverändert in diesen Norm-Entwurf übernommen worden.

Die Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC) und das Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC) haben vereinbart, dass ein auf IEC-Ebene erarbeiteter Entwurf für eine Internationale Norm zeitgleich (parallel) bei IEC und CENELEC zur Umfrage (CDV-Stadium) und Abstimmung als FDIS (en: Final Draft International Standard) bzw. Schluss-Entwurf für eine Europäische Norm gestellt wird, um eine Beschleunigung und Straffung der Normungsarbeit zu erreichen. Dem entsprechend ist das internationale Dokument IEC 82/579/CDV:2009 „Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 2: Particular requirements for inverters“ unverändert in den Entwurf FprEN 62109-2:2009 übernommen worden.

Da die Deutsche Fassung noch nicht endgültig mit der Englischen und Französischen Fassung abgeglichen ist, ist die englische Originalfassung des IEC-CDV entsprechend der diesbezüglich durch die IEC erteilten Erlaubnis beigefügt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen IEC-Text.

Das internationale Dokument wurde vom TC 82 „Solar photovoltaic energy systems“ der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet.

Bei der Abstimmung zu dem Europäischen Schluss-Entwurf bei CENELEC und dem Internationalen Schluss-Entwurf bei IEC [Final Draft International Standard (FDIS)] sind jeweils nur „JA/NEIN“-Entscheidungen möglich, wobei „NEIN“-Entscheidungen fundiert begründet werden müssen. Dokumente, die bei CENELEC als Europäische Norm angenommen und ratifiziert werden, sind unverändert als Deutsche Normen zu übernehmen.

Für diesen Norm-Entwurf ist das nationale Arbeitsgremium K 373 „Photovoltaische Solarenergie-Systeme“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE ([www.dke.de](http://www.dke.de)) zuständig.

## Nationaler Anhang NA (informativ)

### Zusammenhang mit Europäischen und Internationalen Normen

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf eine Norm ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils neueste gültige Ausgabe der in Bezug genommenen Norm.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe der Norm.

Eine Information über den Zusammenhang der zitierten Normen mit den entsprechenden Deutschen Normen ist in Tabelle NA.1 wiedergegeben.

Tabelle NA.1

Europäische Norm	Internationale Norm	Deutsche Norm	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
HD 60364-7-712	IEC 60364-7-712	DIN VDE 0100-712 (VDE 0100-712)	VDE 0100-712
EN 60990	IEC 60990	DIN EN 60990 (VDE 0106-102)	VDE 0106-102
EN 61008-1	IEC 61008-1	DIN EN 61008-1 (VDE 0664-10)	VDE 0664-10
EN 61727	IEC 61727	DIN EN 61727	–
Normen der Reihe EN 61730	Normen der Reihe IEC 61730	Normen der Reihe DIN EN 61730 (VDE 0126-30)	Normen der Reihe VDE 0126-30
EN 61730-1	IEC 61730-1	DIN EN 61730-1 (VDE 0126-30-1)	VDE 0126-30-1
–	IEC 62116	–	–
–	–	DIN V VDE V 0126-1-1 (VDE V 0126-1-1)	VDE V 0126-1-1

## Nationaler Anhang NB (informativ)

### Literaturhinweise

DIN EN 60990 (VDE 0106-102), *Verfahren zur Messung von Berührungstrom und Schutzleiterstrom*

DIN EN 61008-1 (VDE 0664-10), *Fehlerstrom-/Differenzstrom-Schutzschalter ohne eingebauten Überstromschutz (RCCBs) für Hausinstallationen und für ähnliche Anwendungen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen*

DIN EN 61727, *Photovoltaische (PV) Systeme; Eigenschaften der Netz-Schnittstelle*

Normen der Reihe DIN EN 61730 (VDE 0126-30), *Photovoltaik(PV)-Module – Sicherheitsqualifikation*

DIN EN 61730-1 (VDE 0126-30-1), *Photovoltaik(PV)-Module – Sicherheitsqualifikation – Teil 1: Anforderungen an den Aufbau*

DIN VDE 0100-712 (VDE 0100-712), *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Solar-Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme*

DIN V VDE V 0126-1-1 (VDE V 0126-1-1), *Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigen-erzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz*

— **Entwurf** —

E DIN EN 62109-2 (VDE 0126-14-2):2010-01

– Leerseite –

**Sicherheit von Leistungsumrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen –  
Teil 2: Besondere Anforderungen an Wechselrichter**

**Inhalt**

	Seite
Einleitung .....	2
1 Anwendungsbereich und Zweck .....	3
1.201 Anwendungsbereich .....	3
2 Normative Verweisungen .....	3
3 Begriffe .....	4
4 Allgemeine Prüfanforderungen.....	5
4.4 Prüfung unter Einzelfehlerbedingungen .....	5
4.7 Prüfungen der elektrischen Bemessungsdaten.....	7
4.201 Zusätzliche Prüfungen für netzinteraktive Wechselrichter .....	9
5 Aufschriften und Dokumentation .....	15
5.1 Aufschriften.....	15
5.3 Dokumentation .....	16
6 Umwelanforderungen und –bedingungen .....	19
7 Schutz gegen elektrischen Schlag und Gefahren durch elektrische Energie .....	19
7.3 Schutz gegen elektrischen Schlag .....	19
8 Schutz gegen mechanische Gefahren .....	20
9 Schutz gegen Brandgefahren.....	20
9.201 Anforderungen an einen Gleichspannungsoffset für den Wechselspannungsausgang von eigenständigen Wechselrichtern .....	20
9.202 Rückspeisestrom des Wechselrichters in die Anlage .....	20
10 Schutz gegen Gefahren durch Schalldruck.....	20
11 Schutz gegen Gefahren durch Flüssigkeiten .....	21
12 Schutz gegen chemische Gefahren .....	21
13 Physikalische Anforderungen .....	21
14 Bauteile.....	21
Tabelle 4-201 – Anforderungen auf der Basis von Wechselrichtertrennung und Anlagenerdung .....	9
Tabelle 4-202 – Mindestwert des Isolationswiderstandes für ungeerdete Anlagen .....	11
Tabelle 4-203 – Grenzwerte der Antwortzeit für plötzliche Änderungen des Fehlerstromes .....	14
Tabelle 5-201 – Bemessungsdaten des Wechselrichters – Anforderungen an Aufschriften .....	16
Tabelle 5-202 – Bemessungsdaten des Wechselrichters – Anforderungen an die Dokumentation .....	17

## Einleitung

Der vorliegende Teil 2 von IEC 62109 enthält Anforderungen an netzinteraktive und eigenständige Wechselrichter. Diese Betriebsmittel besitzen möglicherweise gefährliche Eingangsquellen und Ausgangsstromkreise, interne Komponenten sowie Merkmale und Funktionen, die andere Anforderungen an die Sicherheit stellen als die in Teil 1 (IEC 62109-1) angegebenen Betriebsmittel.

Die Anforderungen in diesem Teil 2 sind zusammen mit den Anforderungen in Teil 1 anzuwenden und ergänzen oder ändern die Anforderungen in den Abschnitten von Teil 1. Wenn ein bestimmter Abschnitt von Teil 1 in diesem Teil 2 nicht genannt ist, gilt der Abschnitt in Teil 1. Wenn dieser Teil 2 Abschnitte enthält, die die Abschnitte in Teil 1 ergänzen, ändern oder ersetzen, gilt der zutreffende Text von Teil 1 mit den geforderten Änderungen.

Ergänzte Abschnitte, Tabellen und Bilder sind beginnend mit 201 nummeriert.

In IEC 62109 werden folgende Schreibweisen benutzt:

- geltende Anforderungen: Antiqua-Schrift;
- *Prüfspezifikationen: kursive Schrift;*
- Anmerkungen: kleine Antiqua-Schrift.

## 1 Anwendungsbereich und Zweck

Dieser Abschnitt von Teil 1 gilt mit der folgenden Ergänzung.

### 1.201 Anwendungsbereich

Der vorliegende Teil 2 vom IEC 62109 behandelt besondere Sicherheitsanforderungen für Gleichstrom-Wechselstrom-Umrichter (Wechselrichter) sowie Produkte, die zusätzlich zu anderen Funktionen Wechselrichterfunktionen besitzen oder ausführen, wobei die Wechselrichter zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen vorgesehen sind.

Wechselrichter nach der vorliegenden Norm können netzinteraktive Wechselrichter, eigenständige Wechselrichter oder Wechselrichter mit mehreren Betriebsarten sein, die von einem einzigen Photovoltaikmodul oder von mehreren Photovoltaikmodulen in verschiedenen Anlagenanordnungen versorgt werden können und für den Einsatz in Verbindung mit Batterien oder anderen Formen von Energiespeichern vorgesehen sind.

Die Erfüllung der entsprechenden Anforderungen muss bei Wechselsrichtern mit mehreren Funktionen oder Betriebsarten für jede dieser Funktionen oder Betriebsarten beurteilt werden.

ANMERKUNG 1 Wenn in dieser Norm der Begriff „netzinteraktiver Wechselrichter“ benutzt wird, wird damit entweder ein netzinteraktiver Wechselrichter oder der netzinteraktive Betrieb eines Wechselrichters mit mehreren Betriebsarten bezeichnet.

Die vorliegende Norm behandelt keine Anforderungen an die Netzkopplung von netzinteraktiven Wechselrichtern.

ANMERKUNG 2 Die Verfasser von IEC 62109-2 sind aus folgenden Gründen nicht der Meinung, dass die Aufnahme von Anforderungen an die Netzkopplung in diese Norm angebracht oder sinnvoll wäre:

- 1) Normen für die Netzkopplung enthalten gewöhnlich sowohl Schutzanforderungen als auch Anforderungen an die Netzversorgungsqualität, behandeln Aspekte wie die Abschaltung bei außergewöhnlichen Spannungs- oder Frequenzbedingungen im Netz, den Schutz gegen Inselbildung, die Begrenzung von Oberschwingungsströmen und Gleichstromeinspeisung, den Leistungsfaktor usw. Viele dieser Aspekte gehören nicht zum Anwendungsbereich einer Produktsicherheitsnorm wie der vorliegenden Norm.
- 2) Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung bestand eine unzureichende Übereinstimmung zwischen den Regulierungsbehörden von netzgebundenen Wechselrichtern, um eine Annahme von harmonisierten Kopplungsanforderungen zu erzielen. IEC 61727 enthält beispielsweise Anforderungen an die Netzkopplung, besitzt aber keine wesentliche Akzeptanz, und EN 50438 fordert die Aufnahme von länderspezifischen Abweichungen für eine große Anzahl von Ländern.
- 3) Das kürzlich veröffentlichte Dokument IEC 62116 enthält Prüfverfahren für den Schutz gegen Inselbildung.

Die vorliegende Norm enthält speziell für netzgebundene Wechselrichter geltende Sicherheitsanforderungen, die den Sicherheitsaspekten einiger vorhandener nationaler Normen für die Netzkopplung gleichen.

Anwender von IEC 62109-2 sollten sich bewusst sein, dass bei der Rechtsprechung, die die Netzkopplung von Wechselrichtern erlaubt, nationale oder lokale Anforderungen erfüllt werden müssen. Beispiele dafür sind EN 50438, IEEE 1547, DIN VDE 0126-1-1 und AS4777.

## 2 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

IEC 61008-1, *Residual current operated circuit-breakers without integral overcurrent protection for household and similar uses (RCCB's)*

### 3 Begriffe

Die folgenden Begriffe gelten zusätzlich zu den Begriffen in Teil 1.

#### 3.201

##### **Anlage mit Funktionserdung**

photovoltaische Anlage, bei der ein Leiter aus anderen Gründen als der Sicherheit gewollt mit Erde verbunden ist, und zwar mit Mitteln, die nicht die Anforderungen an eine Schutzverbindung erfüllen

ANMERKUNG 1 Ein solches System wird nicht als geerdete Anlage angesehen – siehe 3.203.

ANMERKUNG 2 Beispiele für die Funktionserdung einer Anlage sind die Erdung eines Leiters über eine Impedanz oder eine nur zeitweilige Erdung der Anlage aus Funktions- oder Leistungsgründen.

ANMERKUNG 3 In einem Wechselrichter, der für eine nicht geerdete Anlage vorgesehen ist, in dem ein ohmsches Messnetzwerk zur Messung der Anlagenimpedanz gegen Erde benutzt wird, wird dieses Messnetzwerk nicht als eine Form der Funktionserdung angesehen.

#### 3.202

##### **netzinteraktiver Wechselrichter**

Wechselrichter oder Wechselrichterfunktion, der bzw. die zur Versorgung gemeinsamer Lasten parallel zum Stromversorgungsnetz geschaltet wird

#### 3.203

##### **geerdete Anlage**

PV-Anlage, bei der ein Leiter gewollt mit Erde verbunden ist, und zwar mit Mitteln, die die Anforderungen an eine Schutzverbindung erfüllen

ANMERKUNG 1 Die Erdverbindung des Stromversorgungskreises in einem Wechselrichter ohne Potentialtrennung mit einer ansonsten ungeerdeten Anlage stellt keine geerdete Anlage dar. In der vorliegenden Norm gilt ein solches System als ungeerdete Anlage, weil sich die Elektronik des Wechselrichters im Fehlerstrompfad zwischen Anlage und Erdungspunkt des Stromversorgungsnetzes befindet und nicht als Bereitstellung einer zuverlässigen Erdung der Anlage angesehen wird.

ANMERKUNG 2 Dieser Begriff ist nicht mit der Schutzerdung (Betriebsmittelerdung) des Anlagenrahmens zu verwechseln.

ANMERKUNG 3 Nach einigen lokalen Installationsvorschriften ist es zulässig oder wird gefordert, dass die Anlagenverbindung zur Erde bei einem Erdschluss an der Anlage geöffnet wird, um den Fehlerstrom zu unterbrechen, was dazu führt, dass die Anlage unter Fehlerbedingungen vorübergehend ungeerdet ist. Diese Anordnung wird in der vorliegenden Norm noch als geerdete Anlage betrachtet.

#### 3.204

##### **Rückspeisestrom des Wechselrichters**

höchster Strom, der in eine PV-Anlage und deren Leitungen vom Wechselrichter unter bestimmungsgemäßen Bedingungen oder unter Einzelfehlerbedingungen eingepreßt werden kann

#### 3.205

##### **Wechselrichter mit Potentialtrennung**

Wechselrichter mit Basisisolierung, verstärkter Isolierung oder doppelter Isolierung zwischen dem Wechselstrom- und dem Gleichstromkreis



### 3.206

#### **Wechselrichter mit mehreren Betriebsarten**

Wechselrichter, der in mehreren Betriebsarten betrieben wird, beispielsweise mit einer netzinteraktiven Funktionalität, wenn Netzspannung anliegt, und einer eigenständigen Funktionalität, wenn die Netzspannung abgeschaltet oder abgetrennt ist

### 3.207

#### **Wechselrichter ohne Potentialtrennung**

Wechselrichter ohne mindestens Basisisolierung, verstärkte Isolierung oder doppelte Isolierung zwischen dem Wechselstrom- und dem Gleichstromkreis

### 3.208

#### **eigenständiger Wechselrichter**

Wechselrichter oder Wechselrichterfunktion, der bzw. die zur Versorgung einer Last mit Wechselspannung vorgesehen ist, die nicht mit dem Stromversorgungsnetz verbunden ist

ANMERKUNG Eigenständige Wechselrichter können für eine Parallelschaltung mit anderen vom Stromversorgungsnetz unabhängigen Quellen (andere Wechselrichter, drehende Generatoren usw.) ausgelegt sein. Ein solches System stellt kein netzinteraktives System dar.

## 4 Allgemeine Prüfanforderungen

### 4.4 Prüfung unter Einzelfehlerbedingungen

#### 4.4.4 Anzuwendende Einzelfehlerbedingungen

Die folgenden Anforderungen sind zu ergänzen.

##### 4.4.4.201 Fehlzustandstoleranz für den Schutz von netzinteraktiven Wechselrichtern

###### 4.4.4.201.1 Fehlzustandstoleranz der Fehlerstromüberwachung

Wenn ein Schutz gegen gefährliche Fehlerströme nach 4.201.3.1.4 gefordert wird, muss das Fehlerstrom-Überwachungssystem in der Lage sein, bei einem Einzelfehler ordnungsgemäß anzusprechen, oder es muss den Fehler oder den Verlust der Funktionsfähigkeit feststellen und den Wechselrichter veranlassen, einen Fehler anzuzeigen und bis spätestens zum nächsten Wiederanlaufversuch die Trennung vom Stromversorgungsnetz herbeizuführen oder eine Verbindung mit dem Stromversorgungsnetz zu verhindern.

ANMERKUNG Bei einem PV-Wechselrichter erfolgt der „nächste Wiederanlaufversuch“ spätestens am Morgen nach dem Auftreten des Fehlers. Der Betrieb während dieser Dauer von weniger als einem Tag ist zulässig, weil es als höchst unwahrscheinlich angesehen wird, dass ein Fehler im Überwachungssystem am selben Tag auftritt, an dem eine Person normalerweise eingekapselte gefährlich aktive Teile des PV-Systems berührt, oder am selben Tag, an dem ein Erdschluss mit Brandgefahr auftritt.

*Die Prüfung erfolgt mit einem netzinteraktiven Wechselrichter, der wie unter den Referenzprüfbedingungen in Teil 1 angeschlossen ist. Nacheinander sind Einzelfehler im Wechselrichter anzuwenden, z. B. im Fehlerstrom-Überwachungskreis, in anderen Steuerkreisen oder in der Stromversorgung dieser Stromkreise.*

*Für jede Fehlerbedingung genügt der Wechselrichter den Anforderungen, wenn eine der folgenden Bedingungen eintritt:*

- a) *der Wechselrichter stellt den Betrieb ein, zeigt einen Fehler an, wird vom Stromversorgungsnetz getrennt und nach einer Folge von Abschaltungen und Wiedereinschaltungen der PV-Energie, der Wechselstromenergie oder von beiden nicht wieder verbunden;*  
*oder*

## — Entwurf —

E DIN EN 62109-2 (VDE 0126-14-2):2010-01  
FprEN 62109-2:2009

- b) *der Wechselrichter ist weiter in Betrieb, besteht die Prüfung nach 4.201.3.1.4 und weist damit nach, dass das Fehlerstrom-Überwachungssystem unter der Einzelfehlerbedingung ordnungsgemäß funktioniert, und zeigt einen Fehler an;*  
oder
- c) *der Wechselrichter ist unabhängig vom Verlust der Fehlerstrom-Überwachungsfunktion weiter in Betrieb, wird aber nach einer Folge von Abschaltungen und Wiedereinschaltungen der PV-Energie, der Wechselstromenergie oder von beiden nicht wieder verbunden und zeigt einen Fehler an.*

### 4.4.4.201.2 Fehlzustandstoleranz von selbsttätigen Trenneinrichtungen

Es müssen folgende Mittel für die selbsttätige Trennung eines Wechselrichters vom Stromversorgungsnetz vorgesehen werden:

- Trennung aller geerdeten und ungeerdeten stromführenden Leiter vom Stromversorgungsnetz; und
- die Trennung muss so erfolgen, dass bei einem an der Trenneinrichtung oder an einer anderen Stelle im Wechselrichter angewendeten Einzelfehler zwischen PV-Anlage und Stromversorgung mindestens Basisisolierung oder einfache Trennung aufrechterhalten bleibt, wenn die Trenneinrichtung geöffnet ist; die Auslegung der Basisisolierung oder der einfachen Trennung muss auf den Anforderungen für den Netzstromkreis beruhen.

Bei einem Wechselrichter ohne Potentialtrennung muss die von der selbsttätigen Trenneinrichtung bereitgestellte Potentialtrennung selbsttätig geprüft werden, bevor der Wechselrichter in Betrieb geht. Falls die Prüfung der Potentialtrennung fehlschlägt, darf der Wechselrichter keine noch funktionsfähige Trenneinrichtung schließen, nicht in Betrieb gehen und er muss einen Fehler anzeigen.

*Die Prüfung erfolgt durch Sichtprüfung des Leistungsumrichters und der Schaltpläne, durch die Bewertung der durch Bauteile bereitgestellten Isolierung oder Potentialtrennung und für Wechselrichter ohne Potentialtrennung durch folgende Prüfung:*

*An den wie unter den Referenzprüfbedingungen in Teil 1 angeschlossen und betriebenen netzinteraktiven Wechselrichter ohne Potentialtrennung sind nacheinander Einzelfehler an der selbsttätigen Trenneinrichtung anzuwenden. Die Fehler müssen so gewählt werden, dass die gesamte Trenneinrichtung oder ein Teil davon außer Betrieb gesetzt wird, z. B. durch Entriegeln von Betätigungselementen oder durch Kurzschließen jeweils eines Schaltpols. Wenn der Wechselrichter in Betrieb ist, wird der Fehler angewendet und dann die PV-Eingangsspannung abgeschaltet oder unter den für den Wechselrichterbetrieb erforderlichen Mindestwert gesenkt, um eine Trennung vom Stromversorgungsnetz auszulösen. Die PV-Eingangsspannung wird dann wieder auf den Betriebsbereich erhöht. Der Wechselrichter darf keine noch funktionsfähige Trenneinrichtung schließen, nicht in Betrieb gehen und er muss einen Fehler anzeigen.*

*In jedem Fall muss der Wechselrichter ohne Potentialtrennung nach der Anwendung des Fehlers die Anforderungen an Basisisolierung oder einfache Trennung zwischen Wechselstromausgang und PV-Eingang erfüllen.*

### 4.4.4.202 Eigenständige Wechselrichter – Lastumschaltprüfung

Ein eigenständiger Wechselrichter mit einem Umschalter zur Umschaltung von Wechselstromlasten von der Netzstromversorgung oder einer anderen Wechselstromumgehungsquelle auf den Wechselrichterausgang muss bestimmungsgemäß weiterarbeiten und darf infolge einer phasenverschobenen Umschaltung keine Brandgefahr oder die Gefahr eines elektrischen Schlages darstellen.

*Es wird folgende Prüfung durchgeführt. Der Phasenwinkel der Wechselstromumgehungsquelle ist um 180° gegenüber dem Wechselstromausgang eines einphasigen Wechselrichters und um 120° für eine dreiphasige Versorgung zu verschieben. Der Umschalter wird einmal zum Umschalten der Last vom Wechselstromausgang des Wechselrichters zur Wechselstromumgehungsquelle betätigt. Die Last wird so eingestellt, dass sie den höchsten Bemessungswert der Wechselstromleistung entnimmt.*

*Für einen Wechselrichter mit einem Umgehungsschalter mit einer Steuereinrichtung, die ein nicht synchronisiertes Umschalten zwischen zwei Wechselstromquellen verhindert, muss die Prüfung mit einer*

*Fehlfunktion eines Bauteils durchgeführt werden, wenn diese Bedingung zu einer phasenverschobenen Umschaltung zwischen den beiden Wechselstromquellen führt.*

## **4.7 Prüfungen der elektrischen Bemessungsdaten**

Die folgenden Anforderungen sind zu ergänzen.

### **4.7.101 Ausgangswchselspannung und -frequenz eines eigenständigen Wechselrichters**

Die Ausgangswchselspannung und -frequenz eines eigenständigen Wechselrichters oder eines Wechselrichters mit mehreren Betriebsarten, der im eigenständigen Betrieb arbeitet, muss folgenden Anforderungen genügen.

#### **4.7.101.1 Stationäre Ausgangsspannung beim Nennwert der Eingangsgleichspannung**

Die stationäre Ausgangswchselspannung muss mindestens 90 % oder darf höchstens 110 % der Bemessungsspannung betragen, wenn der Wechselrichter mit seinem Nennwert der Eingangsgleichspannung versorgt wird.

*Die Prüfung erfolgt durch Messung der Ausgangswchselspannung, wenn der Wechselrichter keine Last versorgt, und durch eine weitere Messung, wenn der Wechselrichter eine Widerstandslast mit dem Bemessungswert der höchsten Dauerausgangsleistung im eigenständigen Betrieb des Wechselrichters versorgt. Die Ausgangswchselspannung wird nach dem Abklingen von transienten Effekten durch das Anschließen oder Abtrennen der Last gemessen.*

#### **4.7.101.2 Stationäre Ausgangsspannung innerhalb des Bereiches der Eingangsgleichspannung**

Die stationäre Ausgangswchselspannung muss mindestens 80 % oder darf höchstens 110 % der Bemessungsspannung betragen, wenn der Wechselrichter mit einem beliebigen Wert innerhalb des Bemessungsbereiches der Eingangsgleichspannung versorgt wird.

*Die Prüfung erfolgt durch Messung der Ausgangswchselspannung bei vier Einstellbedingungen: wenn der Wechselrichter keine Last versorgt und wenn er eine Widerstandslast mit dem Bemessungswert der höchsten Dauerausgangsleistung im eigenständigen Betrieb des Wechselrichters versorgt, beim Bemessungswert der kleinsten Eingangsgleichspannung sowie beim Bemessungswert der größten Eingangsgleichspannung. Die Ausgangswchselspannung wird nach dem Abklingen von transienten Effekten durch das Anschließen oder Abtrennen der Last gemessen.*

#### **4.7.101.3 Lastsprungantwort der Ausgangsspannung beim Nennwert der Eingangsgleichspannung**

Die Ausgangswchselspannung muss für mehr als 1,5 s nach dem Anschließen oder Abtrennen einer Widerstandslast mit dem Bemessungswert der höchsten Dauerausgangsleistung im eigenständigen Betrieb des Wechselrichters mindestens 80 % oder darf höchstens 110 % der Bemessungsspannung betragen, wenn der Wechselrichter mit seinem Nennwert der Eingangsgleichspannung versorgt wird.

*Die Prüfung erfolgt durch Messung der Ausgangswchselspannung nach einem Widerstandslastsprung vom Leerlauf zum vollen Bemessungswert der höchsten Dauerausgangsleistung und von der vollen Leistung zum Leerlauf. Es ist die effektive Ausgangsspannung der ersten vollständigen Periode nach  $t = 1,5$  s zu messen, wobei die Messung der Zeit  $t$  beim Anlegen des Lastsprunges beginnt.*

#### **4.7.101.4 Stationäre Ausgangsfrequenz**

Die Frequenz der stationären Ausgangswchselspannung muss mindestens 98 % oder darf höchstens 102 % der Bemessungsfrequenz betragen.

*Die Prüfung erfolgt durch Messung der Frequenz der Ausgangswchselspannung bei vier Einstellbedingungen: wenn der Wechselrichter keine Last versorgt und wenn er eine Widerstandslast mit dem Be-*

## — Entwurf —

E DIN EN 62109-2 (VDE 0126-14-2):2010-01  
FprEN 62109-2:2009

*messungswert der höchsten Dauerausgangsleistung im eigenständigen Betrieb des Wechselrichters versorgt, beim Bemessungswert der kleinsten Eingangsgleichspannung sowie beim Bemessungswert der größten Eingangsgleichspannung. Die Frequenz der Ausgangswechselspannung wird nach dem Abklingen von transienten Effekten durch das Anschließen oder Abtrennen der Last gemessen.*

### 4.7.102 Kurvenform der Ausgangsspannung eines eigenständigen Wechselrichters

Die Kurvenform der Ausgangsspannung eines eigenständigen Wechselrichters oder eines Wechselrichters mit mehreren Betriebsarten, der im eigenständigen Betrieb arbeitet, muss bei sinusförmigen Ausgangsspannungen den Anforderungen in 4.7.102.1 oder bei gewollt nicht sinusförmigen Ausgangsspannungen den Anforderungen in 4.7.102.2 genügen.

#### 4.7.102.1 Anforderungen an eine sinusförmige Ausgangsspannung

Die Kurvenform der Ausgangswechselspannung eines eigenständigen Wechselrichters mit sinusförmiger Ausgangsspannung darf eine Gesamt-Oberschwingungsverzerrung (total harmonic distortion, THD) von höchstens 10 % aufweisen und keine einzelne Oberschwingung darf einen Pegel von 6 % überschreiten.

*Die Prüfung erfolgt durch Messung der THD und der einzelnen Oberschwingungsspannungen bei einer Leistungsabgabe des Wechselrichters von 5 % oder bei Abgabe der kleinsten verfügbaren Dauerausgangsleistung über 5 % und bei Abgabe von 50 % und 100 % des Bemessungswertes der Dauerausgangsleistung an eine Widerstandslast, wenn der Wechselrichter mit dem Nennwert der Eingangsgleichspannung versorgt wird. Die angegebenen Grenzwerte beziehen sich auf die Größe der Grundschwingung bei jedem angegebenen Lastpegel.*

#### 4.7.102.2 Anforderungen an eine nicht sinusförmige Ausgangsspannung

Die Kurvenform der Ausgangswechselspannung eines eigenständigen Wechselrichters mit nicht sinusförmiger Ausgangsspannung muss folgende Anforderungen erfüllen.

##### 4.7.102.2.1 Gesamt-Oberschwingungsverzerrung

Die Gesamt-Oberschwingungsverzerrung darf 40 % nicht überschreiten.

##### 4.7.102.2.2 Anstieg der Kurve

Der Anstieg der ansteigenden und der abfallenden Flanke der positiven und der negativen Halbwelle der Spannungskurve darf  $10 \text{ V}/\mu\text{s}$  nicht überschreiten, wobei die Messung zwischen den Punkten erfolgt, an denen die Kurve eine Spannung von 10 % und von 90 % der Scheitelspannung in dieser Halbwelle durchläuft.

##### 4.7.102.2.3 Scheitelspannung

Der Absolutwert der Scheitelspannung der positiven und der negativen Halbwelle der Kurvenform darf einen Wert von  $1,414 \times 110 \%$  des Effektivwertes der Bemessungsausgangswechselspannung nicht überschreiten.

*Die Prüfung der Anforderungen von 4.7.102.2.1 bis 4.7.102.2.3 erfolgt durch Messung der THD, der Anstiege und der Scheitelspannungen der Ausgangsspannungskurve bei einer Leistungsabgabe des Wechselrichters von 5 % oder bei Abgabe der kleinsten verfügbaren Dauerausgangsleistung über 5 % und bei Abgabe von 50 % und 100 % des Bemessungswertes der Dauerausgangsleistung an eine Widerstandslast, wenn der Wechselrichter mit dem Nennwert der Eingangsgleichspannung versorgt wird.*

#### 4.7.102.3 Anforderungen an Informationen für nicht sinusförmige Kurvenformen

Die Anweisungen, die mit einem eigenständigen Wechselrichter geliefert werden, der nicht 4.7.102.1 genügt, müssen die in 5.3.2.205 angegebenen Informationen enthalten.

## 4.201 Zusätzliche Prüfungen für netzinteraktive Wechselrichter

### 4.201.1 Allgemeine Anforderungen für die Potentialtrennung von Wechselrichtern und die Anlagenerdung

Wechselrichter können eine galvanische Trennung zwischen Stromversorgungsnetz und PV-Anlage bieten oder nicht und eine Seite des Stromkreises der Anlage darf geerdet werden oder nicht. Wechselrichter müssen hinsichtlich der zutreffenden Kombination von Wechselrichtertrennung und Anlagenerdung den Anforderungen in Tabelle 4-201 genügen.

**Tabelle 4-201 – Anforderungen auf der Basis von Wechselrichtertrennung und Anlagenerdung**

Anlagenerdung:	Ungeerdet <sup>1)</sup> oder Funktionserdung	Ungeerdet oder Funktions- erdung	Geerdet
Wechselrichtertrennung:	Ohne Potentialtrennung	Mit Potentialtrennung	Mit Potentialtrennung
<b>Mindestanforderungen an die Wechselrichtertrennung</b>	Nicht anwendbar	Basisisolierung oder verstärkte <sup>2)</sup> Isolierung und Ableitstrom-Typprüfung nach 4.201.3.1.1 (Gefahr eines elektrischen Schlages) und 4.201.3.1.2 (Brandgefahr) zur nachfolgenden Bestimmung der Anforderungen an den Isolationswiderstand der Anlagenerdung und die nachfolgende Ermittlung des Fehlerstromes der Anlage	
<b>Messung des Isolationswiderstandes der Anlagenerdung</b>	Vor der Inbetriebnahme nach 4.201.2.1 für ungeerdete Anlagen oder nach 4.201.2.2 für Anlagen mit Funktionserdung Vorgehensweise bei einem Fehler: Meldung des Fehlers und keine Verbindung mit dem Stromversorgungsnetz	Vor der Inbetriebnahme nach 4.201.2.1 für ungeerdete Anlagen oder nach 4.201.2.2 für Anlagen mit Funktionserdung Vorgehensweise bei einem Fehler: Bei Wechselrichtern mit Potentialtrennung in Übereinstimmung mit den Ableitstromgrenzen für die Gefahr eines elektrischen Schlages und die Brandgefahr unter „Mindestanforderungen an die Wechselrichtertrennung“ Meldung des Fehlers Bei Wechselrichtern mit Potentialtrennung, die nicht den angegebenen Mindestwerten des Ableitstromes entspricht, Meldung des Fehlers und keine Verbindung mit dem Stromversorgungsnetz	Nicht anwendbar

**Tabelle 4-201 (fortgesetzt)**

Anlagenerdung:	Ungeerdet <sup>1)</sup> oder Funktionserdung	Ungeerdet oder Funktions- erdung	Geerdet
Wechselrichterterrennung:	Ohne Potentialtrennung	Mit Potentialtrennung	Mit Potentialtrennung
<b>Ermittlung des Fehlerstromes der Anlage</b>	Entweder a) 30-mA-Fehlerstrom-Schutzeinrichtung <sup>4)</sup> zwischen Wechselrichter und Stromversorgungsnetz nach 4.201.3.1.3 oder b) Überwachung sowohl des überhöhten Dauerfehlerstromes nach 4.201.3.1.4a) als auch von überhöhten plötzlichen Änderungen nach 4.201.3.1.4b) Vorgehensweise bei einem Fehler: Abschalten des Wechselrichters, Abtrennung vom Stromversorgungsnetz, Meldung des Fehlers	Nicht anwendbar bei Wechselrichtern in Übereinstimmung mit den Ableitstromgrenzen für die Gefahr eines elektrischen Schlages und die Brandgefahr unter „Mindestanforderungen an die Wechselrichterterrennung“ Bei Wechselrichtern, die die Ableitstromgrenzen für die Gefahr eines elektrischen Schlages nach 4.201.3.1.1 nicht einhalten, ist eine Überwachung auf plötzliche Änderungen des Fehlerstromes nach 4.201.3.1.4b) oder die Verwendung einer Fehlerstrom-Schutzeinrichtung nach 4.201.3.1.3 erforderlich Bei Wechselrichtern, die die Ableitstromgrenzen für die Brandgefahr nach 4.201.3.1.2 nicht einhalten, ist eine Überwachung auf einen überhöhten Dauerfehlerstrom nach 4.201.3.1.4a) oder die Verwendung einer Fehlerstrom-Schutzeinrichtung nach 4.201.3.1.3 erforderlich	

<sup>1)</sup> Eine ungeerdete Anlage, die mit einem Wechselrichter ohne Potentialtrennung benutzt wird, ist über die Erdverbindung des Stromversorgungsnetzes indirekt mit Erde verbunden (bei Verwendung an einem geerdeten Stromversorgungsnetz), für die Anwendung der vorliegenden Norm wird diese Anordnung aber immer noch als eine ungeerdete Anlage betrachtet.

<sup>2)</sup> Bei einem Wechselrichter für eine Verwendung mit einer Anlage mit einer Klassifizierung der maßgeblichen Spannung von DVC A muss zwischen der Anlage und DVC-B- und DVC-C-Stromkreisen wie z. B. dem Stromversorgungsnetz mindestens verstärkte Isolierung (Schutztrennung) verwendet werden.

ANMERKUNG Bestimmte Wechselrichtertopologien ohne Potentialtrennung mit einer Funktionserdung der Anlage sind technisch möglich, IEC 60364-7-712 fordert aber einfache Trennung zwischen dem Stromversorgungsnetz und der PV-Anlage, wenn die Anlage geerdet ist (im Gegensatz zur Funktionserdung). Außerdem muss sichergestellt werden, dass die Systemauslegung unter bestimmungsgemäßen Bedingungen keinen Stromfluss in Erdungsleitern zulässt (mit Ausnahme des erwarteten Ableitstromes) und dass die Funktion der Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen im System nicht beeinträchtigt wird.

<sup>4)</sup> Bei einigen Wechselrichtertypen ist eine Fehlerstrom-Schutzeinrichtung Typ B erforderlich. Siehe 4.201.3.1.3.

#### **4.201.2 Ermittlung des Isolationswiderstandes der Anlage bei Wechselrichtern für ungeerdete Anlagen und Anlagen mit Funktionserdung**

##### **4.201.2.1 Ermittlung des Isolationswiderstandes der Anlage bei Wechselrichtern für ungeerdete Anlagen**

Wechselrichter für einen Einsatz in ungeerdeten Anlagen müssen Mittel zur Messung des Gleichstrom-Isolationswiderstandes zwischen PV-Eingang (Anlage) und Erde vor der Inbetriebnahme besitzen. Wenn der Isolationswiderstand die Grenzen in Tabelle 4-202 nicht einhält, müssen:

- Wechselrichter mit Potentialtrennung einen Fehler anzeigen (Betrieb ist zulässig);
- Wechselrichter ohne Potentialtrennung oder Wechselrichter mit Potentialtrennung, die die Ableitstromgrenzen unter „Mindestanforderungen an die Wechselrichterterrennung“ in Tabelle 4-201 nicht einhalten, einen Fehler anzeigen und dürfen nicht mit dem Stromversorgungsnetz verbunden werden.

Mit der Messschaltung muss unter bestimmungsgemäßen Bedingungen und bei einem Erdschluss in der PV-Anlage ein Isolationswiderstand unterhalb der in der Tabelle angegebenen Grenzwerte festgestellt werden können.

**Tabelle 4-202 – Mindestwert des Isolationswiderstandes für ungeerdete Anlagen**

Höchste Leistungsbemessung des Wechselrichters	Mindestwert des Isolationswiderstandes vor der Verbindung mit dem Stromversorgungsnetz
≤ 30 kVA	500 kΩ oder $1 \text{ k}\Omega/\text{V} \times V_{\text{MAX PV}}$ (kΩ), je nachdem, welcher Wert größer ist
> 30 kVA	$(5\,000 \times V_{\text{MAX PV}})/S_{\text{MAX}}$ (kΩ), dabei entspricht $V_{\text{MAX PV}}$ der Definition in Teil 1 und $S_{\text{MAX}}$ ist die höchste Scheinleistungsbemessung des Wechselrichters in VA

ANMERKUNG Die angegebenen Verfahren und Werte erschienen das erste Mal mit dem Ansatz in VDE 0126-1-1, wo 1 kΩ je Volt (Leerlaufspannung der Anlage) bei mindestens 500 kΩ gefordert wird. Dieser VDE-Ansatz ist für die kleinen Wechselrichter geeignet, für die VDE 0126-1-1 verfasst wurde, er ist aber für sehr große Anlagen nicht sinnvoll, bei denen der Isolationswiderstand aller Paneele parallelgeschaltet ist, wodurch der Grenzwert von 500 kΩ nur schwer einzuhalten ist. Der angegebene Ansatz für Wechselrichter > 30 kVA bietet eine Senkung des Grenzwertes des Isolationswiderstandes bei einer wachsenden Systemgröße. Nach IEC 61730 ausgelegte Module müssen (nach der thermischen Vorbehandlung/Feuchtevorbehandlung) einen Isolationswiderstand von 40 MΩ je Quadratmeter besitzen. Bei Anlagen mit 1 000  $V_{\text{oc}}$  unter der Annahme einer Paneelgröße von 125 W/m<sup>2</sup> sind die in Tabelle 4-202 angegebenen Anforderungen den Anforderungen in IEC 61730 gleichwertig. Für Anlagen mit einer geringeren Spannungsbemessung sind die in Tabelle 4-202 angegebenen Anforderungen weniger bindend als die Anforderungen in IEC 61730.

*Die Prüfung erfolgt durch Auswertung der Auslegung und folgende Prüfung:*

*Mit dem nach den Festlegungen in den Referenzprüfbedingungen in Teil 1 mit der PV-Quelle und der Wechselstromquelle verbundenen Wechselrichter wird an jeden PV-Eingangsanschluss des Wechselrichters der Reihe nach ein Widerstand mit einem kleineren Wert als in Tabelle 4-202 gefordert angeschlossen. Der Wechselrichter muss in jedem Fall folgendes Verhalten zeigen:*

- Wechselrichter mit Potentialtrennung müssen einen Fehler anzeigen;
- Wechselrichter ohne Potentialtrennung oder Wechselrichter mit Potentialtrennung, die die Ableitstromgrenzen unter „Mindestanforderungen an die Wechselrichtertrennung“ in Tabelle 4-201 nicht einhalten, müssen einen Fehler anzeigen und dürfen nicht mit dem Stromversorgungsnetz verbunden werden.

*Wenn die Auswertung der Auslegung zeigt, dass bei einem oder mehreren Anschlüssen das gleiche Ergebnis erwartet werden kann, wie z. B. wenn mehrere Eingänge von PV-Strängen parallelgeschaltet sind, müssen nicht alle PV-Eingangsanschlüsse geprüft werden.*

ANMERKUNG Der Prüf Widerstand wird mit dem vorher vorhandenen Isolationswiderstand der simulierten Anlage parallelgeschaltet, so dass der Widerstandswert Tabelle 4-202 nicht direkt entnommen werden kann, sondern berechnet oder durch Messungen des Isolationswiderstandes nach dem Anwenden des Widerstandes ermittelt werden muss. Möglicherweise muss die simulierte Anlagenschaltung modifiziert werden, um den vorher vorhandenen Isolationswiderstand auf einen Wert zu erhöhen, der für die Durchführung dieser Prüfung ausreichend ist.

#### **4.201.2.2 Ermittlung des Isolationswiderstandes der Anlage bei Wechselrichtern für Anlagen mit Funktionserdung**

Wechselrichter mit einer Funktionserdung der Anlage über einen dafür vorgesehenen Widerstand innerhalb des Wechselrichters müssen die Anforderungen in a) und c) oder b) und c) erfüllen.

ANMERKUNG Systementwickler, die einen Widerstand zwischen Anlage und Erde benutzen, der kein Bestandteil des Wechselrichters ist, müssen anhand der Auslegung der Anlage, des Widerstandswertes, des Berührungsschutzes der Anlage usw. ermitteln, ob durch das Hinzufügen des Widerstandes die Gefahr eines elektrischen Schlages an der Anlage entsteht oder vergrößert wird. Anforderungen für diese Betrachtungen sind hier nicht angegeben, weil bei einem Wechselrichter ohne diesen Widerstand weder ein Grund für den Schutz gegen diese Gefahr besteht noch die Fähigkeit dazu vorhanden ist.

## — Entwurf —

E DIN EN 62109-2 (VDE 0126-14-2):2010-01  
FprEN 62109-2:2009

- a) Der Wert des vorgesehenen Widerstandes darf nicht kleiner als  $R = V_{\text{MAX PV}}/30 \text{ mA}$  sein.
- b) Wenn ein geringerer Widerstandswert als in a) angegeben benutzt wird, muss der Wechselrichter Mittel besitzen, mit denen während des Betriebes festgestellt werden kann, ob der Strom durch den Widerstand die Fehlerstromwerte und Zeiten in Tabelle 4-203 übersteigt, und er muss den Widerstand entweder abtrennen oder den Strom durch andere Mittel begrenzen. Die Trennung des Wechselrichters vom Stromversorgungsnetz ist nicht ausreichend.

*Die Prüfung erfolgt durch Auswertung der Auslegung und im Fall b) mit folgender Prüfung:*

*Mit dem nach den Festlegungen in den Referenzprüfbedingungen in Teil 1 mit der PV-Quelle und der Wechselstromquelle verbundenen Wechselrichter wird zwischen Erde und jedem ungeerdeten PV-Eingangsanschluss des Wechselrichters der Reihe nach ein äußerer Widerstand angeschlossen, der so berechnet ist, dass er einen Stromfluss von 30 mA durch den Erdungswiderstand der Anlage verursacht. In jedem Fall muss der Wechselrichter den inneren Widerstand abtrennen oder den Strom so begrenzen, dass die Ströme und Zeiten in Tabelle 4-203 nicht überschritten werden.*

*Die Prüfung muss dann für die in Tabelle 4-203 für 60 mA und für 150 mA angegebenen Werte und Zeiten wiederholt werden.*

*Wenn die Auswertung der Auslegung zeigt, dass bei einem oder mehreren Anschlüssen das gleiche Ergebnis erwartet werden kann, wie z. B. wenn mehrere Eingänge von PV-Strängen parallelgeschaltet sind, müssen nicht alle PV-Eingangsanschlüsse geprüft werden.*

- c) Der Wechselrichter muss Mittel zur Messung des Gleichstrom-Isolationswiderstandes zwischen PV-Eingang und Erde vor der Verbindung mit dem Stromversorgungsnetz besitzen. Der Isolationswiderstand darf höchstens 20 % kleiner als der Auslegungswert des vorgesehenen Widerstandes sein oder:
  - Wechselrichtern mit Potentialtrennung müssen einen Fehler anzeigen;
  - Wechselrichter ohne Potentialtrennung oder Wechselrichter mit Potentialtrennung, die die Ableitstromgrenzen in 4.201.3.1 nicht einhalten, müssen einen Fehler anzeigen und dürfen nicht mit dem Stromversorgungsnetz verbunden werden.

*Die Prüfung erfolgt durch Auswertung der Auslegung und durch Prüfung nach 4.201.2.1, mit der Ausnahme, dass der bei der Prüfung verwendete Widerstandswert auf 80 % des Auslegungswertes zu senken ist. Wenn der vorgesehene Widerstand Bestandteil des Wechselrichters ist, muss er bei dieser Prüfung entfernt werden oder der außen angewendete Prüf Widerstand muss so berechnet werden, dass der Gesamtwiderstand 80 % des Auslegungswertes ergibt.*

Für Wechselrichter, bei denen die Funktionserdung der Anlage mit der Abtrennung des Wechselrichters vom Stromversorgungsnetz auch abgetrennt ist, gelten vor der Verbindung mit dem Stromversorgungsnetz auch die Anforderungen an die Ermittlung des Isolationswiderstandes der Anlage in 4.201.2.1.

### 4.201.3 Ermittlung des Fehlerstromes der Anlage

#### 4.201.3.1 Allgemeines

Ungeerdete Anlagen, die mit DVC-B- und DVC-A-Spannungen betrieben werden, können die Gefahr eines elektrischen Schlages hervorrufen, wenn aktive Teile berührt werden und ein Rückleitungs pfad für den Berührungstrom vorhanden ist. In einem Wechselrichter ohne Potentialtrennung oder in einem Wechselrichter mit Potentialtrennung, der den lieferbaren Berührungstrom nicht ausreichend begrenzt, bildet die Verbindung zwischen Stromversorgungsnetz und Erde (d. h. der geerdete Neutralleiter) einen Rückleitungs pfad für den Berührungstrom, falls Personen aktive Teile der Anlage und Erde gleichzeitig unbeabsichtigt berühren. Die Anforderungen in diesem Abschnitt bieten einen zusätzlichen Schutz gegen die Gefahr eines elektrischen Schlages durch den Einsatz von Fehlerstrom-Schutz einrichtungen (residual current detector, RCD) nach 4.201.3.1.3 oder durch Überwachung von plötzlichen Änderungen des Fehlerstromes nach 4.201.3.1.4, es sei denn, keine von beiden Anforderungen ist notwendig, wenn eine Potentialtrennung zur Verfügung steht, die den lieferbaren Berührungstrom auf weniger als 30 mA begrenzt, und mit der Prüfung nach 4.201.3.1.1 nachgewiesen wurde.



Ungeerdete und geerdete Anlagen können eine Brandgefahr darstellen, wenn ein Erdschluss vorliegt, bei dem ein überhöhter Strom in leitfähigen Teilen oder Konstruktionen fließt, die nicht für einen Stromfluss vorgesehen sind. Die Anforderungen in diesem Abschnitt bieten einen zusätzlichen Schutz gegen diese Brandgefahr durch den Einsatz von RCD nach 4.201.3.1.3 oder durch Überwachung eines überhöhten Dauerfehlerstromes nach 4.201.3.1.4, es sei denn, keine von beiden Anforderungen ist notwendig, wenn eine Potentialtrennung zur Verfügung steht, die den lieferbaren Berührungstrom begrenzt auf weniger als

- 300 mA bei Wechselrichtern mit einem Bemessungswert der Dauerausgangsleistung von  $\leq 30$  kVA; oder
- 10 mA je kVA des Bemessungswertes der Dauerausgangsleistung bei Wechselrichtern mit einem Bemessungswert der Dauerausgangsleistung von  $> 30$  kVA,

und mit der Prüfung nach 4.201.3.1.2 nachgewiesen wurde.

**ANMERKUNG** In den angegebenen Absätzen und den nachfolgenden Prüfungen wird der Strom auf verschiedene Arten definiert. Der Grenzwert des Berührungstromes von 30 mA wird mit einem Prüfstromkreis nach dem menschlichen Körpermodell für die Berührungstromprüfung durchgeführt, weil sich diese Anforderung auf die Gefahr eines elektrischen Schlages bezieht. Der Strom für eine Brandgefahr wird mit einem normalen Strommessgerät und nicht mit einem Stromkreis nach dem menschlichen Körpermodell gemessen, weil sich die Brandgefahr auf den Strom in einem nicht dafür vorgesehenen Leiter bezieht und nicht auf den Strom im menschlichen Körper.

#### **4.201.3.1.1 Berührungstrom-Typprüfung bis 30 mA für Wechselrichter mit Potentialtrennung**

*Die Prüfung des 30-mA-Grenzwertes in 4.201.3.1 erfolgt mit dem wie unter Referenzprüfbedingungen verbundenen und betriebenen Wechselrichter, mit der Ausnahme, dass die Gleichstromversorgung des Wechselrichters keine Verbindung zur Erde besitzen darf und die Netzstromversorgung des Wechselrichters einen geerdeten Pol besitzen muss. Es ist zulässig (und es kann erforderlich sein), während dieser Prüfung die Funktionen für die Bestimmung des Isolationswiderstandes der Anlage zu deaktivieren. Der Stromkreis zur Messung des Berührungstromes nach IEC 60990, Bild 4, wird nacheinander zwischen jedem Anschluss der Anlage und Erde eingeschaltet. Der resultierende Berührungstrom wird aufgezeichnet und mit dem 30-mA-Grenzwert verglichen, um die Anforderungen für den Isolationswiderstand der Anlagenerdung und die Ermittlung des Fehlerstromes der Anlage in Tabelle 4-201 zu bestimmen.*

**ANMERKUNG 1** Zur Vereinfachung ist Bild 4 aus IEC 60990 mit dem Prüfstromkreis im IEC 62109-1 wiedergegeben.

**ANMERKUNG 2** Es ist zu beachten, dass die Kapazität zwischen äußeren Prüfquellen und Erde das Ergebnis der Messung des Berührungstromes beeinflussen kann (z. B. kann eine Gleichspannungsquelle mit Kondensatoren gegen Erde den gemessenen Berührungstrom erhöhen, sofern die Gleichspannungsquelle nicht an derselben Erde geerdet ist wie der zu prüfende Leistungsumrichter).

#### **4.201.3.1.2 Fehlerstrom-Typprüfung hinsichtlich der Brandgefahr für Wechselrichter mit Potentialtrennung**

*Die Prüfung der Grenzwerte von 300 mA oder 10 mA je kVA in 4.201.3.1 erfolgt mit dem wie unter Referenzprüfbedingungen verbundenen und betriebenen Wechselrichter, mit der Ausnahme, dass die Gleichstromversorgung des Wechselrichters keine Verbindung zur Erde besitzen darf und die Netzstromversorgung des Wechselrichters einen geerdeten Pol besitzen muss. Es ist zulässig (und es kann erforderlich sein), während dieser Prüfung die Funktionen für die Bestimmung des Isolationswiderstandes der Anlage zu deaktivieren. Nacheinander wird ein Strommessgerät zwischen jedem Anschluss der Anlage und Erde eingeschaltet. Der Strom wird aufgezeichnet und mit dem Grenzwert in 4.201.3.1 verglichen, um die Anforderungen für den Isolationswiderstand der Anlagenerdung und die Ermittlung des Fehlerstromes der Anlage in Tabelle 4-201 zu bestimmen.*

**ANMERKUNG** Es ist zu beachten, dass die Kapazität zwischen äußeren Prüfquellen und Erde das Ergebnis der Strommessung beeinflussen kann (z. B. kann eine Gleichspannungsquelle mit Kondensatoren gegen Erde den gemessenen Strom erhöhen, sofern die Gleichspannungsquelle nicht an derselben Erde geerdet ist wie der zu prüfende Leistungsumrichter).

#### 4.201.3.1.3 Schutz durch Verwendung von Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen

Die Anforderungen für einen zusätzlichen Schutz in 4.201.3.1 können durch Bereitstellung einer RCD mit einer Fehlerstromeinstellung von 30 mA erfüllt werden, die zwischen dem Wechselrichter und der Netzstromversorgung einschaltet wird. Wenn es im Teil 1 gefordert wird, muss eher eine RCD des Typs B als Typ A oder Typ AC verwendet werden. Die RCD kann Bestandteil des Wechselrichters sein oder sie darf vom Errichter zur Verfügung gestellt werden, wenn in den Installationsanweisungen nach 5.3.2.208 Einzelheiten der Bemessungsdaten, des Typs und des Ortes der RCD angegeben sind.

#### 4.201.3.1.4 Schutz durch Fehlerstromüberwachung

Wenn es in Tabelle 4-201 gefordert ist, muss der Wechselrichter mit einer Fehlerstromüberwachung ausgerüstet sein, die immer dann arbeitet, wenn der Wechselrichter bei der geschlossenen selbsttätigen Trenneinrichtung mit dem Stromversorgungsnetz verbunden ist. Die Fehlerstromüberwachung muss den Effektivwert des Gesamtstromes (sowohl Wechselstrom- als auch Gleichstromanteil) messen.

Wie in Tabelle 4-201 für unterschiedliche Wechselrichtertypen, Anlagentypen und Isolationspegel des Wechsels angegeben, kann eine Ermittlung des überhöhten Dauerfehlerstromes, von überhöhten plötzlichen Änderungen des Fehlerstromes oder von beidem entsprechend folgender Grenzwerte erforderlich sein:

- a) Dauerfehlerstrom: Der Wechselrichter muss innerhalb von 0,3 s abschalten und einen Fehler anzeigen, wenn der Dauerfehlerstrom folgende Werte überschreitet:
  - 300 mA für Wechselrichter mit einem Bemessungswert der Dauerausgangsleistung von  $\leq 30$  kVA;
  - 10 mA je kVA des Bemessungswertes der Dauerausgangsleistung für Wechselrichter mit einem Bemessungswert der Dauerausgangsleistung von  $> 30$  kVA.
- b) Plötzliche Änderungen des Fehlerstromes: Der Wechselrichter muss innerhalb der in Tabelle 4-203 festgelegten Zeit vom Stromversorgungsnetz getrennt werden, wenn eine plötzliche Änderung des Fehlerstromes festgestellt wird, die den Wert in der Tabelle überschreitet.

**Tabelle 4-203 – Grenzwerte der Antwortzeit für plötzliche Änderungen des Fehlerstromes**

Plötzliche Änderung des Fehlerstromes	Längste Dauer für die Trennung des Wechselrichters vom Stromversorgungsnetz
30 mA	0,3 s
60 mA	0,15 s
150 mA	0,04 s

ANMERKUNG Diese Werte des Fehlerstromes und der Zeit beruhen auf der RCD-Norm IEC 61008-1.

Ausnahmen:

- eine Überwachung der Dauerbedingungen in a) ist bei einem Wechselrichter mit einer Potentialtrennung in Übereinstimmung mit 4.201.3.1.2 nicht erforderlich;
- eine Überwachung der plötzlichen Änderungen in b) ist bei einem Wechselrichter mit einer Potentialtrennung in Übereinstimmung mit 4.201.3.1.1 nicht erforderlich.

*Die Einhaltung von a) und b) wird wie folgt geprüft.*

*Prüfung der Ermittlung eines überhöhten Dauerfehlerstromes:*

*Mit dem nach den Festlegungen in den Referenzprüfbedingungen in Teil 1 mit der PV-Quelle und der Wechselstromquelle verbundenen Wechselrichter wird zwischen Erde und jedem ungeerdeten PV-Eingangsanschluss des Wechselrichters der Reihe nach ein äußerer einstellbarer Widerstand angeschlossen. Der Anfangswert des einstellbaren Widerstandes muss so berechnet sein, dass sich ein Anfangsfehlerstrom unterhalb der in a) angegebenen Grenzwerte ergibt. Beim Versuch der Überschreitung der Fehlerstrom-*

*grenze in a) wird der Widerstand dann stetig gesenkt. Jede Prüfung wird fünfmal wiederholt und in keinem Fall darf der Strom, bei dem der Wechselrichter vom Stromversorgungsnetz getrennt wird, den in a) angegebenen Stromgrenzwert überschreiten oder der Wechselrichter muss innerhalb von 0,3 s abschalten, gemessen von dem Zeitpunkt an, an dem der Strom das erste Mal den Grenzwert überschreitet.*

*Wenn die Auswertung der Auslegung zeigt, dass bei einem oder mehreren Anschlüssen das gleiche Ergebnis erwartet werden kann, wie z. B. wenn mehrere Eingänge von PV-Strängen parallelgeschaltet sind, müssen nicht alle PV-Eingangsanschlüsse geprüft werden.*

*Prüfung der Ermittlung plötzlicher Änderungen des Fehlerstromes:*

*Mit dem nach den Festlegungen in den Referenzprüfbedingungen in Teil 1 mit der PV-Quelle und der Wechselstromquelle verbundenen Wechselrichter wird über einen Schalter zwischen Erde und jedem ungeerdeten PV-Eingangsanschluss des Wechselrichters der Reihe nach ein äußerer Widerstand eingeschaltet, der so eingestellt ist, dass ein Fehlerstromfluss von 30 mA verursacht wird. Die Abschaltzeit des Wechselrichters muss von dem Zeitpunkt an gemessen werden, an dem der Widerstand angeschlossen wird, und darf den in Tabelle 4-203 angegebenen Zeitgrenzwert nicht überschreiten.*

*Die Prüfung muss dann für die in Tabelle 4-203 für 60 mA und für 150 mA angegebenen Werte und Zeiten wiederholt werden.*

*Wenn die Auswertung der Auslegung zeigt, dass bei einem oder mehreren Anschlüssen das gleiche Ergebnis erwartet werden kann, wie z. B. wenn mehrere Eingänge von PV-Strängen parallelgeschaltet sind, müssen nicht alle PV-Eingangsanschlüsse geprüft werden.*

#### **4.201.3.1.5 Systeme in geschlossenen elektrischen Betriebsbereichen**

Bei Systemen, in denen sich der Wechselrichter und eine PV-Anlage des Typs DVC B und DVC C in geschlossenen elektrischen Betriebsbereichen befindet, ist der Schutz gegen die Gefahr eines elektrischen Schlages an der PV-Anlage nach 4.201.3.1.1, 4.201.3.1.3 und 4.201.3.1.4b) nicht erforderlich, wenn die mit dem Wechselrichter gelieferten Installationsanweisungen nach 5.3.2.206 angeben, dass der Einsatz auf einen geschlossenen elektrischen Betriebsbereich beschränkt ist, und welche Arten des Schutzes gegen die Gefahr eines elektrischen Schlages als Bestandteil des Wechselrichters vorgesehen sind und welche nicht.

## **5 Aufschriften und Dokumentation**

### **5.1 Aufschriften**

#### **5.1.4 Bemessungsdaten der Einrichtung**

Der gesamte Abschnitt von Teil 1 wird wie folgt ersetzt.

Zusätzlich zu den Aufschriften, die in anderen Abschnitten von Teil 1 und an anderen Stellen in Teil 2 gefordert werden, müssen die Bemessungswerte in Tabelle 5-201 deutlich und dauerhaft auf dem Wechselrichter an Stellen angegeben werden, an denen sie nach der Installation gut sichtbar sind. Es sind nur die Bemessungswerte erforderlich, die für den Typ des Wechselrichters zutreffen.

**ANMERKUNG** Beispielsweise sind Wechselstromeingangsgrößen nur für Wechselrichter erforderlich, die zusätzlich zum Wechselstromausgangsanschluss einen Wechselstromeingangsanschluss besitzen oder einen einzigen Wechselstromanschluss, der in einer oder mehreren Betriebsarten als Eingang betrieben werden kann.

**Tabelle 5-201 – Bemessungsdaten des Wechselrichters – Anforderungen an Aufschriften**

Bemessungsdaten	Einheiten
PV-Eingangsbemessungsdaten:	
$V_{MAX PV}^{1)}$ (absoluter Höchstwert)	Volt Gleichspannung
$I_{SC PV}^{1)}$ (absoluter Höchstwert)	Ampere Gleichstrom
Bemessungsdaten der Ausgangswechselgrößen:	
Spannung (Nennwert oder Bereich)	Volt Wechselspannung
Strom (höchster Dauerwert)	Ampere Wechselstrom
Frequenz (Nennwert oder Bereich)	Hz
Leistung (höchster Dauerwert)	W (oder VA mit Leistungsfaktor)
Bemessungsdaten der Eingangswchselgrößen:	
Spannung (Nennwert oder Bereich)	Volt Wechselspannung
Strom (höchster Dauerwert)	Ampere Wechselstrom
Frequenz (Nennwert oder Bereich)	Hz
Bemessungsdaten der Ausgangsgleichgrößen:	
Spannung (Nennwert oder Bereich)	Volt Gleichspannung
Strom (höchster Dauerwert)	Ampere Gleichstrom
Schutzklasse <sup>1)</sup> (I, II oder III)	
Bemessung des Eindringeschutzes <sup>1)</sup> (IP) nach Teil 1	

<sup>1)</sup> Begriff ist in Hauptabschnitt 2 von Teil 1 oder von diesem Teil 2 definiert.

#### 5.1.4.201 Einstellungen der Ausgangsspannung

Ein Wechselrichter, der auf mehrere Nennausgangsspannungen einstellbar ist, muss mit der Aufschrift der bestimmten Spannung versehen sein, auf die er beim Versand aus dem Werk eingestellt ist. Diese Aufschrift darf als entfernbare Etikett oder in einer anderen nicht dauerhaften Form ausgeführt sein.

### 5.3 Dokumentation

Dieser Abschnitt von Teil 1 gilt mit folgender Ausnahme.

#### 5.3.2 Informationen, die sich auf die Errichtung beziehen

Dieser Abschnitt von Teil 1 fordert, dass in die Dokumentation Bemessungsdaten für jeden Eingang und Ausgang aufgenommen werden. Für Wechselrichter müssen diese Daten die in der nachfolgenden Tabelle 5-202 angegebenen Daten sein. Es sind nur die Bemessungswerte erforderlich, die für den Typ des Wechselrichters zutreffen.

**Tabelle 5-202 – Bemessungsdaten des Wechselrichters – Anforderungen an die Dokumentation**

Bemessungsdaten	Einheiten
PV-Eingangsgroßen:	
$V_{MAX PV}^{1)}$ (absoluter Höchstwert)	Volt Gleichspannung
PV-Eingangsbetriebsspannungsbereich	Volt Gleichspannung
Höchster PV-Eingangsbetriebsstrom	Ampere Gleichstrom
$I_{SC PV}^{1)}$ (absoluter Höchstwert)	Ampere Gleichstrom
Höchster Rückspeisestrom des Wechselrichters in die Anlage	Ampere Wechselstrom oder Gleichstrom
Ausgangswechselgrößen:	
Spannung (Nennwert oder Bereich)	Volt Wechselspannung
Strom (höchster Dauerwert)	Ampere Wechselstrom
Strom (Einschaltstrom)	Ampere Scheitelwert des Wechselstromes
Frequenz (Nennwert oder Bereich)	Hz
Leistung (höchster Dauerwert)	W (oder VA mit Leistungsfaktor)
Höchster Ausgangsfehlerstrom	Ampere Scheitelwert des Wechselstromes und Dauer oder Effektivwert <sup>2)</sup>
Höchster Überstromschutz am Ausgang	Ampere Wechselstrom
Eingangswechselgrößen:	
Spannung (Nennwert oder Bereich)	Volt Wechselspannung
Strom (höchster Dauerwert)	Ampere Wechselstrom
Strom (Einschaltstrom)	Ampere Scheitelwert des Wechselstromes
Frequenz (Nennwert oder Bereich)	Hz
Ausgangsgleichgrößen:	
Spannung (Nennwert oder Bereich)	Volt Gleichspannung
Batterienennspannung	Volt Gleichspannung
Strom (höchster Dauerwert)	Ampere Gleichstrom
<sup>1)</sup> Begriff ist in Hauptabschnitt 2 von Teil 1 oder von diesem Teil 2 definiert. <sup>2)</sup> Der Abschnitt über Kurzschlussprüfungen am Ausgang in Teil 1 legt die Art der Messung und die geforderten Einheiten für diese Bemessung fest.	

### 5.3.2.201 Sollwerte für netzinteraktive Wechselrichter

Bei einem netzinteraktiven Bauteil mit am Einsatzort einstellbaren Auslösepunkten, Auslösezeiten oder Wiederanschlusszeiten müssen das Vorhandensein solcher Einstellvorrichtungen, die Mittel für die Einstellung, der Vorgabewert durch das Werk und Grenzen der Einstellbereiche in der Dokumentation für den Leistungsumrichter oder in einer anderen Form wie auf einer Website angegeben werden.

**ANMERKUNG** Einige lokale Anschlussnormen fordern, dass die Einstellungen auf diese Sollwerte mit einem Passwort zu schützen sind oder in einer bestimmten Weise für den Anwender unzugänglich gemacht werden müssen. In der angegebenen Anforderung wird in der Dokumentation der „Mittel für die Einstellung“ nicht die Offenlegung des Passwortes oder eines anderen Sicherheitsmerkmals gefordert.

Die Einstellung von am Einsatzort einstellbaren Sollwerten muss vom Leistungsumrichter aus zugänglich sein, z. B. auf einer Anzeigetafel, an einer Benutzerschnittstelle oder am Kommunikationsport.

#### **5.3.2.202 Transformatoren und Potentialtrennung**

Ein Wechselrichter muss zusammen mit der Angabe an den Errichter geliefert werden, ob ein interner Trenntransformator mitgeliefert wird, und wenn das der Fall ist, welchen Isolationspegel (Funktionsisolierung, Basisisolierung, verstärkte Isolierung oder doppelte Isolierung) dieser Transformator bereitstellt. In den Anweisungen müssen außerdem die sich daraus ergebenden Installationsanforderungen hinsichtlich solcher Aspekte wie der Notwendigkeit der Erdung der Anlage, der Bereitstellung äußerer Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen, der Notwendigkeit eines äußeren Trenntransformators usw. angegeben sein.

#### **5.3.2.203 Nicht mitgelieferte erforderliche Transformatoren**

Für Wechselrichter, die einen äußeren Trenntransformator erfordern, der nicht mit dem Bauteil geliefert wird, müssen die zugehörigen Anweisungen Angaben über den Konfigurationstyp, die elektrischen Bemessungsdaten und die Umweltbemessungsdaten für den äußeren Trenntransformator enthalten, der für den Einsatz vorgesehen ist.

#### **5.3.2.204 PV-Module für Wechselrichter ohne Potentialtrennung**

Wechselrichter ohne Potentialtrennung müssen mit Installationsanweisungen geliefert werden, in denen PV-Module mit einer Bemessung der Klasse A nach IEC 61730 gefordert werden. Wenn die höchste Betriebswechselspannung des Stromversorgungsnetzes höher ist als die höchste Systemspannung der PV-Anlage, müssen in den Anweisungen PV-Module mit einem höchsten Bemessungswert der Systemspannung auf der Basis der Netzwechselspannung gefordert werden.

#### **5.3.2.205 Informationen über nicht sinusförmige Ausgangskurvenformen**

Das Handbuch für einen eigenständigen Wechselrichter, der nicht 4.7.102.1 entspricht, muss einen Warnhinweis dafür enthalten, dass die Kurvenform nicht sinusförmig ist, dass einige Lasten einer starken Erwärmung ausgesetzt sein können und dass sich der Anwender vor der Inbetriebnahme des Wechselrichters mit den Herstellern der vorgesehenen Lasteinrichtungen in Verbindung setzen sollte. Der Hersteller des Wechselrichters muss Informationen hinsichtlich der Arten der Lasten zur Verfügung stellen, die einer starken Erwärmung ausgesetzt sein können, Empfehlungen für die längsten Betriebsdauern mit diesen Lasten und er muss die THD, den Anstieg und Scheitelspannung der Kurvenformen festlegen, die durch die Prüfungen in 4.7.102.2.1 bis 4.7.102.2.3 bestimmt werden.

#### **5.3.2.206 Systeme in geschlossenen elektrischen Betriebsbereichen**

Wenn es in 4.201.3.1.5 gefordert wird, muss ein Wechselrichter, der keinen umfassenden Schutz gegen die Gefahr eines elektrischen Schlages an der PV-Anlage besitzt, mit Installationsanweisungen geliefert werden, in denen gefordert wird, dass der Wechselrichter und die Anlage in geschlossenen elektrischen Betriebsbereichen errichtet werden müssen, und die angeben, welche Arten des Schutzes gegen elektrischen Schlag Bestandteil des Wechselrichters sind (RCD, Trenntransformator mit einem 30-mA-Grenzwert für Berührungstrom oder Fehlerstromüberwachung für plötzliche Änderungen) und welche nicht.

#### **5.3.2.207 Erdverbindung des Ausgangstromkreises eines eigenständigen Wechselrichters**

Wenn es in 7.3.201.1 gefordert wird, muss die Dokumentation des Wechselrichters Folgendes beinhalten:

- wenn eine Erdverbindung des Ausgangstromkreises erforderlich ist, aber nicht als Bestandteil des Wechselrichters mitgeliefert wird, müssen in den Installationsanweisungen die notwendigen Mittel dafür beschrieben werden, einschließlich der Angaben, welcher Leiter mit Erde zu verbinden ist, und der erforderlichen Stromfestigkeit oder des erforderlichen Querschnittes der Erdverbindung;
- wenn ein erdfreier Ausgangstromkreis vorgesehen ist, muss die Dokumentation für den Wechselrichter diese Anforderung angeben.

### 5.3.2.208 Schutz durch RCD

Wenn die Anforderungen für einen zusätzlichen Schutz in 4.201.3.1 durch die Forderung einer RCD erfüllt wird, die nicht Bestandteil des Wechselrichters ist, wie es nach 4.201.3.1.3 zulässig ist, muss in den Installationsanweisungen die Notwendigkeit einer RCD angegeben werden und es müssen die Bemessungsdaten, der Typ und der geforderte Ort im Stromkreis angegeben werden.

## 6 Umwelтанforderungen und –bedingungen

Dieser Abschnitt von Teil 1 gilt ohne Änderungen.

## 7 Schutz gegen elektrischen Schlag und Gefahren durch elektrische Energie

### 7.3 Schutz gegen elektrischen Schlag

Dieser Abschnitt von Teil 1 gilt mit Ausnahme folgender Ergänzungen.

#### 7.3.201 Zusätzliche Anforderungen für eigenständige Wechselrichter

##### 7.3.201.1 Erdverbindung des Ausgangstromkreises eines eigenständigen Wechselrichters

Abhängig vom Erdungssystem der Versorgung, mit dem ein eigenständiger Wechselrichter angewendet werden soll oder das ein eigenständiger Wechselrichter bilden soll, kann es erforderlich sein, dass ein Leiter des Ausgangstromkreises eine Erdverbindung besitzt, um damit einen geerdeten Leiter und ein geerdetes System zu bilden.

**ANMERKUNG** In einphasigen Systemen und in dreiphasigen Systemen in Sternschaltung wird dieser geerdete Leiter auch als geerdeter Neutralleiter bezeichnet.

Die Mittel für die Verbindung des geerdeten Leiters mit der Schutz Erde können Bestandteil des Wechselrichters sein oder Teil der Installation. Falls sie nicht Bestandteil des Wechselrichters sind, müssen die erforderlichen Mittel nach 5.3.2.207 in den Installationsanweisungen beschrieben werden.

Die Mittel für die Verbindung des geerdeten Leiters mit der Schutz Erde müssen den Anforderungen an die Schutzverbindung nach Teil 1 genügen, mit der Ausnahme, dass, wenn die Verbindung Fehlerströme nur im eigenständigen Betrieb führen kann, der höchste Strom für die Erdverbindung durch den höchsten Fehlerstrom am Wechselrichterausgang bestimmt wird.

Die Ausführung der Erdverbindung des Ausgangstromkreises muss sicherstellen, dass bei dem System in jeder Betriebsart der geerdete Leiter des Stromkreises nur an einer Stelle gleichzeitig mit Erde verbunden ist. Es dürfen Schaltanordnungen benutzt werden, bei denen das verwendete Schaltgerät zusammen mit dem Rest des Erdverbindungspfad der Impedanzprüfung der Erdverbindung unterzogen wird.

Bei Wechselrichtern, bei denen eine Erdverbindung eines Leiters des Stromkreises vorgesehen ist, darf in der Erdverbindung außer dem Ableitstrom kein bestimmungsgemäßer Strom fließen.

Ausgänge, die gewollt erdfrei sind, ohne dass ein Leiter des Stromkreises eine Erdverbindung besitzt, dürfen keine Spannungen gegen Erde aufweisen, die nach Kapitel 7 der Teile 1 und 2 die Gefahr eines elektrischen Schlages darstellen. Die Dokumentation für den Wechselrichter muss nach 5.3.2.207 angeben, dass der Ausgang erdfrei ist.

##### 7.3.201.2 Potentialtrennung eines eigenständigen Wechselrichters und Schutz von DVC-A-Stromkreisen

Eigenständige Wechselrichter dürfen eine Potentialtrennung besitzen oder nicht und die bereitgestellte Potentialtrennung darf die Anforderung an Funktionsisolierung, einfache Trennung oder Schutztrennung er-

## — Entwurf —

E DIN EN 62109-2 (VDE 0126-14-2):2010-01  
FprEN 62109-2:2009

füllen. In jedem Fall muss die Auslegung so erfolgen, dass zugängliche DVC-A-Batterien, PV-Anlagen oder andere Stromkreise die Anforderungen an den Schutz gegen elektrischen Schlag unter bestimmungsgemäßen Bedingungen und Einzelfehlerbedingungen in Teil 1 erfüllen. Es darf nicht vorausgesetzt werden, dass die Anschlüsse dieser Stromkreise in der Installation gegen ein direktes Berühren geschützt sind.

Ausnahme: eine DVC-A-Batterie, die Bestandteil des Wechselrichters und nach den Anforderungen in Teil 1 gegen direktes Berühren geschützt ist.

### 8 Schutz gegen mechanische Gefahren

Dieser Abschnitt von Teil 1 gilt.

### 9 Schutz gegen Brandgefahren

Dieser Abschnitt von Teil 1 gilt mit folgender Ausnahme.

Die folgenden Abschnitte werden ergänzt.

#### 9.201 Anforderungen an einen Gleichspannungsoffset für den Wechselspannungsausgang von eigenständigen Wechselrichtern

ANMERKUNG Anforderungen, die den zulässigen Gleichspannungsoffset am Wechselspannungsausgang eines eigenständigen Wechselrichters begrenzen, sind für eine zukünftige Überarbeitung der vorliegenden Norm in Beratung. Nationale Komitees werden bei der Prüfung dieses CDV gebeten, Daten hinsichtlich bekannter Probleme, die durch den Gleichspannungsoffset am Ausgang eigenständiger Wechselrichter verursacht werden, Daten für geeignete Grenzwerte und Prüfverfahren sowie weitere für dieses Thema sachdienliche Informationen zur Verfügung zu stellen.

#### 9.202 Rückspeisestrom des Wechselrichters in die Anlage

Die Stromrückspeisungsprüfung und die Anforderungen an die Dokumentation in Teil 1 gelten, einschließlich der folgenden Anforderungen, die aber keinen Anspruch auf Vollständigkeit erheben.

*Die Prüfung muss mit einem Fehler an den Leitungen am Wechselrichter oder am PV-Eingang zur Bestimmung des Stromes durchgeführt werden, der aus den PV-Eingangsanschlüssen des Wechselrichters fließen kann. Anzuwendende Fehler sind ein Kurzschluss der gesamten Anlage oder von Teilen der Anlage und beliebige Fehler im Wechselrichter, bei denen durch Energie aus anderen Quellen (z. B. aus dem Stromversorgungsnetz oder einer Batterie) die Einprägung von Strömen in die Leitungen an der PV-Anlage möglich ist.*

Der Rückspeisestrom des Wechselrichters muss unabhängig vom Wert nach Tabelle 5-202 in den Installationsanweisungen angegeben werden.

ANMERKUNG Diese Anforderung stellt einen Schutz gegen Überlastung der Leitungen der Anlage durch Rückspeiseströme aus dem Wechselrichter dar. Solche Ströme können beispielsweise erzeugt werden, wenn durch Fehlerbedingungen das Fließen von Strömen aus anderen Quellen wie des Stromversorgungsnetzes oder einer Batterie aus den PV-Eingangsanschlüssen des Wechselrichters möglich ist. Wenn dieser Rückspeisestrom auf den höchsten bestimmungsgemäßen Strom begrenzt ist, den die Anlage aufnehmen kann, sind die Leitungen und andere Bauteile im Strompfad ausreichend bemessen, um diesen Rückspeisestrom ohne Überlastung zu führen. Wird dieser Rückspeisestrom nicht auf den höchsten bestimmungsgemäßen Strom begrenzt, ist die Bekanntgabe des höchsten Stromes an den Errichter entscheidend, um damit eine Vergrößerung der Leitungsquerschnitte oder die Notwendigkeit eines zusätzlichen Überstromschutzes bestimmen zu können.

### 10 Schutz gegen Gefahren durch Schalldruck

Dieser Abschnitt von Teil 1 gilt.



## **11 Schutz gegen Gefahren durch Flüssigkeiten**

Dieser Abschnitt von Teil 1 gilt.

## **12 Schutz gegen chemische Gefahren**

Dieser Abschnitt von Teil 1 gilt.

## **13 Physikalische Anforderungen**

Dieser Abschnitt von Teil 1 gilt.

## **14 Bauteile**

Dieser Abschnitt von Teil 1 gilt.

**NORME  
INTERNATIONALE**

**C E I  
I E C**

**INTERNATIONAL  
STANDARD**

---

**62109-2**

**Safety of power converters for use in photovoltaic power systems –  
Part 2: Particular requirements for inverters**

**Committee Draft for Vote (CDV)**

---

---

## CONTENTS

1	Scope and objective .....	5
	1.201 Scope.....	5
2	Normative references .....	5
3	Terms and definitions .....	6
4	General testing requirements.....	7
	4.4 Testing in SINGLE FAULT CONDITIONS .....	7
	4.4.4 SINGLE FAULT CONDITIONS to be applied: .....	7
	4.7 Electrical Ratings Tests.....	8
	4.7.101 Stand-alone Inverter AC Output Voltage and Frequency .....	8
	4.7.102 Stand-alone Inverter Output Waveform .....	9
	4.201 Additional tests for GRID-INTERACTIVE inverters .....	10
	4.201.1 General requirements regarding inverter isolation and array grounding .....	10
	4.201.2 Array insulation resistance detection for inverters for ungrounded and functionally grounded arrays.....	12
	4.201.3 Array residual current detection .....	13
5	Marking and documentation.....	16
	5.1 Marking .....	16
	5.1.4 Equipment ratings.....	16
	5.3 Documentation .....	17
	5.3.2 Information related to installation.....	17
6	Environmental requirements and conditions.....	19
7	Protection against electric shock and energy hazards.....	19
	7.3 Protection against electric shock .....	19
	7.3.201 Additional requirements for stand-alone inverters .....	20
8	Protection against mechanical hazards.....	20
9	Protection against fire hazards .....	20
	9.201 D.C. offset requirements for the a.c. output of stand-alone inverters.....	21
	9.202 Inverter backfeed current onto the array .....	21
10	Protection against sonic pressure hazards.....	21
11	Protection against liquid hazards .....	21
12	Protection against chemical hazards .....	21
13	Physical requirements .....	21
14	Components .....	21

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**SAFETY OF POWER CONVERTERS FOR USE IN PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS –**

**PART 2: PARTICULAR REQUIREMENTS FOR INVERTERS**

FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international cooperation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters, prepared by technical committees on which all the National Committees having a special interest therein are represented, express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the subjects dealt with.
- 3) They have the form of recommendations for international use published in the form of standards, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard 62109-2 has been prepared by IEC technical committee 82: Solar photovoltaic energy systems.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
82/XXX/FDIS	82/XXX/RVD

Full information on the voting for approval can be found in the report on voting indicated in the above table.

## INTRODUCTION

This Part 2 of IEC 62109 gives requirements for grid-interactive and stand-alone inverters. This equipment has potentially hazardous input sources and output circuits, internal components, and features and functions, which demand different requirements for safety than those given in Part 1 (IEC 62109-1).

The requirements in this Part 2 are to be used with the requirements in Part 1, and supplement or modify those Part 1 clauses. When a particular clause of Part 1 is not mentioned in this Part 2, the Part 1 clause applies. When this Part 2 contains clauses that add to, modify, or replace clauses in Part 1, the relevant text of Part 1 is to be applied with the required changes.

Added clauses, tables and figures are numbered starting from 201;

In IEC 62109 the following print types are used:

- requirements proper: roman type;
- *test specifications: italic type;*
- notes: smaller roman type.

## SAFETY OF POWER CONVERTERS FOR USE IN PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS

### PART 2: PARTICULAR REQUIREMENTS FOR INVERTERS

#### 1 Scope and objective

This clause of Part 1 is applicable except for the following addition:

##### 1.201 Scope

This Part 2 of IEC 62109 covers the particular safety requirements relevant to d.c. to a.c. inverter products as well as products that have or perform inverter functions in addition to other functions, where the inverter is for use in photovoltaic power systems.

Inverters covered by this standard may be grid-interactive, stand-alone, or multiple mode inverters, may be supplied by single or multiple photovoltaic modules grouped in various array configurations, and may be intended for use in conjunction with batteries or other forms of energy storage.

Inverters with multiple functions or modes shall be judged against all applicable requirements for each of those functions and modes.

Note: Throughout this standard where terms such as “grid-interactive inverter” are used, the meaning is either a grid-interactive inverter or a grid-interactive operating mode of a multi-mode inverter

This standard does not address grid interconnection requirements for grid-interactive inverters.

Note: The authors of IEC 62109-2 did not think it would be appropriate or successful to attempt to put grid interconnection requirements into this standard, for the following reasons:

1. Grid interconnection standards typically contain both protection and power quality requirements, dealing with aspects such as disconnection under abnormal voltage or frequency conditions on the grid, protection against islanding, limitation of harmonic currents and d.c. injection, power factor, etc. Many of these aspects are beyond the scope of a product safety standard such as this.
2. At the time of writing there is inadequate consensus amongst regulators of grid-tied inverters to lead to acceptance of harmonized interconnect requirements. For example, IEC 61727 gives grid interconnection requirements, but has not gained significant acceptance, and publication of EN 50438 required inclusion of country-specific deviations for a large number of countries.
3. The recently published IEC 62116 contains test methods for islanding protection.

This standard does contain safety requirements specific to grid-tied inverters, that are similar to the safety aspects of some existing national grid interconnection standards.

Users of IEC 62109-2 should be aware that in most jurisdictions allowing grid interconnection of inverters, there are national or local requirements that must be met. Examples include EN50438, IEEE 1547, DIN VDE 0126-1-1, and AS4777

#### 2 Normative references

This clause of Part 1 is applicable except for the following additions:

IEC 61008-1, *Residual current operated circuit-breakers without integral overcurrent protection for household and similar uses (RCCB's)*

IEC 61730-1, *Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction*

### 3 Terms and definitions

The following definitions are applicable in addition to the definitions in Part 1.

#### 3.201

##### **Functionally grounded array**

A PV array that has one conductor intentionally connected to earth for purposes other than safety, by means not complying with the requirements for protective bonding

Note 1: Such as system is not considered to be a grounded array - see 3.203

Note 2: Examples of functional array grounding include grounding one conductor through an impedance, or only temporarily grounding the array for functional or performance reasons

Note 3: In an inverter intended for an un-grounded array, that uses a resistive measurement network to measure the array impedance to ground, that measurement network is not considered a form of functional grounding.

#### 3.202

##### **Grid-interactive inverter**

An inverter or inverter function intended to be connected in parallel with the MAINS to supply common loads.

#### 3.203

##### **Grounded array**

A PV array that has one conductor intentionally connected to earth by means complying with the requirements for protective bonding.

Note 1: The connection to earth of the mains circuit in a non-isolated inverter with an otherwise ungrounded array, does not create a grounded array. In this standard such a system is an ungrounded array because the inverter electronics are in the fault current path from the array to the mains grounding point, and are not considered to provide reliable grounding of the array

Note 2: This is not to be confused with protective earthing (equipment grounding) of the array frame

Note 3: In some local installation codes, grounded arrays are allowed or required to open the array connection to earth under ground fault conditions on the array, to interrupt the fault current, temporarily ungrounding the array under fault conditions. This arrangement is still considered a grounded array in this standard.

#### 3.204

##### **Inverter backfeed current**

the maximum current that can be impressed onto the PV array and its wiring from the inverter, under normal or single fault conditions

#### 3.205

##### **Isolated inverter**

An inverter with Basic, Reinforced, or Double insulation between the AC and DC circuits

#### 3.206

##### **Multiple mode inverter**

An inverter that operates in more than one mode, for example having grid-interactive functionality when MAINS voltage is present, and stand-alone functionality when the MAINS is de-energized or disconnected.

#### 3.207

##### **Non-isolated inverter**

An inverter without at least Basic, Reinforced, or Double insulation between the AC and DC circuits

### 3.208

#### Stand-Alone inverter

An inverter or inverter function intended to supply AC power to a load that is not connected to the MAINS.

Note: Stand-alone inverters may be designed to be paralleled with other non-MAINS sources (other inverters, rotating generators, etc.). Such a system does not constitute a grid-interactive system.

## 4 General testing requirements

### 4.4 Testing in SINGLE FAULT CONDITIONS

#### 4.4.4 SINGLE FAULT CONDITIONS to be applied:

Add the following requirements:

##### 4.4.4.201 Fault-tolerance of protection for GRID-INTERACTIVE INVERTERS

##### 4.4.4.201.1 Fault-tolerance of residual current monitoring

Where protection against hazardous residual currents according to 4.201.3.1.4 is required, the residual current monitoring system must be able to operate properly with a single fault applied, or must detect the fault or loss of operability and cause the inverter to indicate a fault and disconnect from or not connect to the MAINS, no later than the next attempted re-start.

Note: For a PV inverter, the "next attempted re-start" will occur no later than the morning following the fault occurring. Operation during that period of less than one day is allowed because it is considered highly unlikely that a fault in the monitoring system would happen on the same day as a person coming into contact with normally enclosed hazardous live parts of the PV system, or on the same day as a fire-hazardous ground fault.

*Compliance is checked by testing with the grid-interactive inverter connected as in REFERENCE TEST CONDITIONS in Part 1. Single faults are to be applied in the inverter one at a time, for example in the residual current monitoring circuit, other control circuits, or in the power supply to such circuits.*

*For each fault condition, the inverter complies if one of the following occurs:*

*a) the inverter ceases to operate, indicates a fault, disconnects from the MAINS, and does not re-connect after any sequence of removing and reconnecting PV power, AC power, or both,*

*or*

*b) the inverter continues to operate, passes testing in accordance with 4.201.3.1.4 showing that the residual current monitoring system functions properly under the single fault condition, and indicates a fault;*

*or*

*c) the inverter continues to operate, regardless of loss of residual current monitoring functionality, but does not re-connect after any sequence of removing and reconnecting PV power, AC power, or both, and indicates a fault.*



#### 4.4.4.201.2 Fault-tolerance of automatic disconnecting means

The means provided for automatic disconnection of an inverter from the MAINS shall:

- disconnect all grounded and ungrounded current-carrying conductors from the MAINS, and
- be such that with a single fault applied to the disconnection means or to any other location in the inverter, at least BASIC INSULATION or SIMPLE SEPARATION is maintained between the PV array and the MAINS when the disconnecting means is in the open state; the design of the BASIC INSULATION or SIMPLE SEPARATION shall be based on the requirements for the MAINS circuit

For a non-isolated inverter, the isolation provided by the automatic disconnection means shall be automatically checked before the inverter starts operation. If the isolation check fails, the inverter shall not close any still-functional disconnection means, shall not start operation, and shall indicate a fault.

*Compliance is checked by inspection of the PCE and schematics, evaluation of the insulation or separation provided by components, and for non-isolated inverters by the following test:*

*With the NON-ISOLATED GRID-INTERACTIVE INVERTER connected and operating as in REFERENCE TEST CONDITIONS in Part 1, single faults are to be applied to the automatic disconnection means, one at a time. The faults shall be chosen to render all or part of the disconnection means inoperable, for example by defeating control means or by short-circuiting one switch pole at a time. With the inverter operating, the fault is applied, and then PV input voltage is removed or lowered below the minimum required for inverter operation, to trigger a disconnection from the MAINS. The PV input voltage is then raised back up into the operational range. The inverter shall not close any still-functional disconnection means, shall not start operation, and shall indicate a fault*

*In all cases, the NON-ISOLATED INVERTER shall comply with the requirements for BASIC INSULATION or SIMPLE SEPARATION between the AC output and the PV input, following application of the fault.*

#### 4.4.4.202 Stand-alone inverters - load transfer test

A stand-alone inverter with a transfer switch to transfer AC loads from the MAINS or other AC bypass source to the inverter output shall continue to operate normally and shall not present a risk of fire or shock as the result of an out-of-phase transfer.

*Compliance is checked by the following test. The bypass a.c. source is to be displaced 180 electrical degrees from the a.c. output of a single-phase inverter and 120 electrical degrees for a 3-phase supply. The transfer switch is to be subjected to one operation of switching the load from the a.c. output of the inverter to the bypass a.c. source. The load is to be adjusted to draw maximum rated a.c. power.*

*For an inverter employing a bypass switch having a control preventing switching between two a.c. sources out of synchronization, the test is to be conducted under the condition of a component malfunction when such a condition could result in an out-of-phase transfer between the two a.c. sources of supply.*

### 4.7 Electrical Ratings Tests

Add the following requirements:

#### 4.7.101 Stand-alone Inverter AC Output Voltage and Frequency

The AC output voltage and frequency of a stand-alone inverter, or multi-mode inverter operating in stand-alone mode, shall comply with the following:

#### **4.7.101.1 Steady state output voltage at nominal DC input**

The steady-state AC output voltage shall not be less than 90% or more than 110% of the rated nominal voltage with the inverter supplied with its nominal value of DC input voltage.

*Compliance is checked by measuring the AC output voltage with the inverter supplying no load, and again with the inverter supplying a resistive load equal to the inverters rated maximum continuous output power in stand-alone mode. The AC output voltage is measured after any transient effects from the application or removal of the load have ceased.*

#### **4.7.101.2 Steady state output voltage across the DC input range**

The steady-state AC output voltage shall not be less than 80% or more than 110% of the rated nominal voltage with the inverter supplied with any value within the rated range of DC input voltage.

*Compliance is checked by measuring the AC output voltage under four sets of conditions: with the inverter supplying no load and supplying a resistive load equal to the inverters rated maximum continuous output power in stand-alone mode, both at the minimum rated DC input voltage and at the maximum rated DC input voltage. The AC output voltage is measured after any transient effects from the application or removal of the load have ceased.*

#### **4.7.101.3 Load step response of the output voltage at nominal DC input**

The AC output voltage shall not be less than 80% or more than 110% of the rated nominal voltage for more than 1.5s after application or removal of a resistive load equal to the inverter's rated maximum continuous output power in stand-alone mode, with the inverter supplied with its nominal value of DC input voltage.

*Compliance is checked by measuring the AC output voltage after a resistive load step from no load to full rated maximum continuous output power, and from full power to no load. The RMS output voltage of the first complete cycle coming after  $t=1.5s$  is to be measured, where  $t$  is the time measured from the application of the load step change.*

#### **4.7.101.4 Steady state output frequency**

The steady-state AC output frequency shall not be less than 98% or more than 102% of the rated nominal frequency

*Compliance is checked by measuring the AC output frequency under four sets of conditions: with the inverter supplying no load and supplying a resistive load equal to the inverters rated maximum continuous output power in stand-alone mode, at both the minimum rated DC input voltage and at the maximum rated DC input voltage. The AC output frequency is measured after any transient effects from the application or removal of the load have ceased.*

#### **4.7.102 Stand-alone Inverter Output Waveform**

The AC output waveform of a stand-alone inverter, or multi-mode inverter operating in stand-alone mode, shall comply with the requirements in 4.7.102.1 for sinusoidal outputs, or 4.7.102.2 for intentionally non-sinusoidal outputs

##### **4.7.102.1 Sinusoidal Output Waveform Requirements:**

The AC output waveform of a sinusoidal output stand-alone inverter shall have a total harmonic distortion (THD) not exceeding of 10% and no individual harmonic at a level exceeding 6%.

*Compliance is checked by measuring the THD and the individual harmonic voltages with the inverter delivering 5% power or the lowest continuous available output power greater than 5%, and 50% and 100 % of its continuous rated output power, into a resistive load, with the inverter supplied with nominal DC input voltage. The limits above are relative to the magnitude of the fundamental component at each of the load levels above..*

#### **4.7.102.2 Non-sinusoidal Output Waveform Requirements:**

The AC output voltage waveform of a non-sinusoidal output stand-alone inverter shall comply with the following requirements:

##### **4.7.102.2.1 Total Harmonic Distortion**

The total harmonic distortion (THD) shall not exceed 40%

##### **4.7.102.2.2 Waveform Slope**

The slope of the rising and falling edges of the positive and negative half-cycles of the voltage waveform shall not exceed 10V/us measured between the points at which the waveform has a voltage of 10% and 90% of the peak voltage for that half-cycle

##### **4.7.102.2.3 Peak Voltage**

The absolute value of the peak voltage of the positive and negative half-cycles of the waveform shall not exceed 1.414 times 110% of the RMS value of the rated nominal AC output voltage.

*Compliance with 4.7.102.2.1 through 4.7.102.2.3 is checked by measuring the THD, slopes, and peak voltages of the output waveform with the inverter delivering 5% power or the lowest continuous available output power greater than 5%, and 50% and 100 % of its continuous rated output power, into a resistive load, with the inverter supplied with nominal DC input voltage.*

#### **4.7.102.3 Information requirements for non-sinusoidal waveforms**

The instructions provided with a stand-alone inverter not complying with 4.7.102.1 shall include the information in 5.3.2.205.

#### **4.201 Additional tests for GRID-INTERACTIVE inverters**

##### **4.201.1 General requirements regarding inverter isolation and array grounding**

Inverters may or may not provide galvanic isolation from the MAINS to the PV array, and the array may or may not have one side of the circuit grounded. Inverters shall comply with the requirements in Table 4-201 for the applicable combination of inverter isolation and array grounding.

**Table 4-201 - Requirements based on inverter isolation and array grounding**

<b>Array grounding:</b>	<b>Ungrounded<sup>1</sup> or Functionally Grounded</b>	<b>Ungrounded or Functionally Grounded</b>	<b>Grounded</b>
<b>Inverter isolation:</b>	<b>Non-isolated</b>	<b>Isolated</b>	<b>Isolated</b>
<b>Minimum inverter isolation requirements</b>	Not applicable	Basic or Reinforced <sup>2</sup> insulation and Leakage current type testing per 4.201.3.1.1 (shock hazard) and 4.201.3.1.2 (fire hazard) to determine the requirements for array ground insulation resistance and array residual current detection, below	
<b>Array ground insulation resistance measurement</b>	Before starting operation, per 4.201.2.1 for ungrounded arrays, or 4.201.2.2 for functionally grounded arrays. Action on fault: signal the fault and do not connect to the MAINS	Before starting operation, per 4.201.2.1 for ungrounded arrays, or 4.201.2.2 for functionally grounded arrays. Action on fault: For inverters with isolation complying with the leakage current limits for both shock and fire hazards under "Minimum inverter isolation requirements" above, signal the fault  For inverters with isolation not complying with the above minimum leakage current values, signal the fault and do not connect to the MAINS	Not applicable
<b>Array residual current detection</b>	Either a) 30mA RCD <sup>4</sup> between the inverter and the MAINS per 4.201.3.1.3, or b) monitoring for both continuous excessive residual current per 4.201.3.1.4 a) and excessive sudden changes per 4.201.3.1.4 b) Action on fault: shut down the inverter, disconnect from the MAINS, signal the fault	Not applicable for inverters complying with the leakage current limits for both shock and fire hazards under "Minimum inverter isolation requirements" above .  Inverters not complying with the leakage current limits for shock hazard per 4.201.3.1.1 require monitoring for sudden changes in residual current per 4.201.3.1.4 b) or use of an RCD per 4.201.3.1.3  Inverters not complying with the leakage current limits for fire hazard per 4.201.3.1.2 require monitoring for excessive continuous residual current per 4.201.3.1.4 a) or use of an RCD per 4.201.3.1.3	

<sup>1</sup>An ungrounded array used with a non-isolated inverter is indirectly connected to ground through the MAINS connection to ground (if used on a grounded MAINS system), but for the purposes of this standard that configuration is still considered an ungrounded array.

<sup>2</sup>An inverter for use with an array of decisive voltage classification DVC-A is required to use at least reinforced insulation (protective separation) between the array and DVC-B and -C circuits such as the mains.

Note: Some non-isolated inverter topologies with functional grounding of the array are technologically possible, but IEC 60364-7-712 requires SIMPLE SEPARATION between the mains and the PV if the array is grounded (as opposed to functionally grounded). Also care must be taken to ensure that the system design does not allow current to flow on grounding conductors under normal conditions (except for expected leakage current), and that the functionality of any RCD in the system is not impaired.

<sup>4</sup>For some types of inverters a type B RCD is required. See 4.201.3.1.3

**4.201.2 Array insulation resistance detection for inverters for ungrounded and functionally grounded arrays**

**4.201.2.1 Array insulation resistance detection for inverters for ungrounded arrays**

Inverters for use with ungrounded arrays shall have means to measure the DC insulation resistance from the PV input (array) to ground before starting operation. If the insulation resistance does not comply with the limits in Table 4-202, the inverter shall:

- for isolated inverters, indicate a fault (operation is allowed).
- for non-isolated inverters, or inverters with isolation not complying with the leakage current limits under minimum inverter isolation requirements in Table 4-201, indicate a fault and not connect to the MAINS.

The measurement circuit shall be capable of detecting insulation resistance below the limits in the table, under normal conditions and with a ground fault in the PV array.

**Table 4-202 - Minimum insulation resistance for ungrounded arrays**

<b>Inverter Max Power Rating</b>	<b>Minimum Insulation Resistance before connection to the MAINS</b>
≤ 30kVA	500kΩ or $1\text{k}\Omega/\text{V} * V_{\text{MAX PV}}$ (kΩ) whichever is higher
> 30kVA	$(5000 * V_{\text{MAX PV}})/S_{\text{MAX}}$ (kΩ) where $V_{\text{MAX PV}}$ is as defined in Part 1, and $S_{\text{MAX}}$ is the max apparent power rating of the inverter in VA

Note: The above methods and values were arrived at starting with the approach in VDE 0126-1-1, which requires 1kΩ per volt (array open circuit voltage) with a minimum of 500kΩ. That VDE approach is appropriate for the small inverters that VDE 0126-1-1 was written for, but is not practical for very large arrays where the insulation resistance of all panels is in parallel, making the 500kΩ limit difficult to comply with. The above approach for inverters > 30kVA provides a decreasing insulation resistance limit with increasing system size. Modules designed to IEC 61730 are required to have insulation resistance (after thermal/humidity conditioning) of 40MΩm<sup>2</sup> per square meter. For 1000Voc arrays, assuming panel physical size of 125W/m<sup>2</sup> the above requirement in Table 4-202 is equivalent to the IEC 61730 requirement. For lower voltage rated arrays, the above requirement in Table 4-202 is less stringent than the IEC 61730 requirement.

*Compliance is checked by analysis of the design and by testing, as follows:*

*With the inverter connected to PV and AC sources as specified in the REFERENCE TEST CONDITIONS in Part 1, a resistance less than the value required by Table 4-202 is connected to each PV input terminal of the inverter, in turn. In each case, the inverter must respond as follows:*

- *for isolated inverters, indicate a fault.*
- *for non-isolated inverters, or inverters with isolation not complying with the leakage current limits under minimum inverter isolation requirements in Table 4-201, indicate a fault and not connect to the MAINS.*

*It is not required to test all PV input terminals if analysis of the design indicates that one or more terminals can be expected to have the same result, for example where multiple PV string inputs are in parallel.*

Note: The test resistor will be in parallel with the pre-existing insulation resistance of the simulated array, so the resistor value cannot be taken directly from Table 4-202 but must be determined by calculations or based on measurements of the insulation resistance after applying the resistor. It may be necessary to modify the simulated array circuit to raise the pre-existing insulation resistance to a high enough value to perform this testing.

#### **4.201.2.2 Array insulation resistance detection for inverters for functionally grounded arrays**

Inverters that functionally ground the array through an intentional resistance integral to the inverter, must meet the requirements in a) and c), or b) and c) below:

Note: System designers using resistance between the array and ground that is not integral to the inverter, must consider whether a shock hazard on the array is created or made worse by the addition of the resistance, based on the array design, resistance value, protection against direct contact with the array, etc. Requirements for such considerations are not included here because if the inverter does not provide the resistance, it is neither the cause of nor capable of protecting against the hazard.

a) The value of the intentional resistance must not be lower than  $R = V_{MAX PV}/30mA$

b) If a resistor value lower than in a) is used, the inverter shall incorporate means to detect, during operation, if the current through the resistor exceeds the residual current values and times in Table 4-203 and shall either disconnect the resistor or limit the current by other means. Disconnection of the inverter from the MAINS is not sufficient.

*Compliance is checked by analysis of the design and for case b) above, by testing as follows:*

*With the inverter connected to PV and AC sources as specified in the REFERENCE TEST CONDITIONS in Part 1, an external resistance, calculated to cause 30mA of current to flow through the array grounding resistance, is connected from ground to each ungrounded PV input terminal of the inverter, in turn. In each case, the inverter must disconnect the internal resistor or limit the current such that the currents and times in Table 4-203 are not exceeded.*

*The test shall then be repeated for the 60mA and 150mA values and times in Table 4-203.*

*It is not required to test all PV input terminals if analysis of the design indicates that one or more terminals can be expected to have the same result, for example where multiple PV string inputs are in parallel.*

c) The inverter shall have means to measure the DC insulation resistance from the PV input to ground before connection to the MAINS. The insulation resistance must not be lower than the design value of the intentional resistance by more than 20%, or the inverter shall:

- for isolated inverters, indicate a fault.
- for non-isolated inverters or inverters with isolation not complying with the leakage current limits in 4.201.3.1, indicate a fault and not connect to the MAINS.

*Compliance is checked by analysis of the design and by testing as in 4.201.2.1 except that the value of the resistance applied in the test is to be less than 80% of the design value. If the intentional resistance is integral to the inverter, it shall be removed for this test, or the externally applied test resistance shall be calculated to result in the total resistance being 80% of the design value.*

For inverters in which the array functional grounding is disconnected when the inverter is disconnected from the MAINS, the array insulation resistance detection requirements in 4.201.2.1 also apply, before connection to the MAINS.

#### **4.201.3 Array residual current detection**

##### **4.201.3.1 General**

Ungrounded arrays operating at DVC-B and DVC-C voltages can create a shock hazard if live parts are contacted and a return path for touch current exists. In a non-isolated inverter, or an inverter with isolation that does not adequately limit the available touch current, the

connection of the mains to earth (ie the earthed neutral) provides a return path for touch current if personnel inadvertently contact live parts of the array and earth at the same time. . The requirements in this section provide additional protection against this shock hazard through the application of Residual Current Detectors (RCD's) per 4.201.3.1.3 or by monitoring for sudden changes in residual current per 4.201.3.1.4, except neither is required where isolation is provided that limits the available touch current to less than 30mA when tested in accordance with 4.201.3.1.1.

Ungrounded and grounded arrays can create a fire hazard if a ground fault occurs that allows excessive current to flow on conductive parts or structures that are not intended to carry current. The requirements in this section provide additional protection against this fire hazard by application of RCD's per 4.201.3.1.3 or by monitoring for continuous excessive residual current per 4.201.3.1.4, except neither is required where isolation is provided that limits the available current to less than

- 300mA for inverters with rated continuous output power  $\leq$  30kVA, or
- 10mA per kVA of rated continuous output power for inverters with rated continuous output power rating  $>$  30kVA

when tested in accordance with 4.201.3.1.2.

Note: In the above paragraphs and in the following tests, the current is defined in different ways. The 30mA limit on touch currents is tested using a human body model touch current test circuit, since that requirement relates to shock hazard. The current for fire hazard purposes is measured using a standard ammeter and no human body model circuit because the fire hazard is related to current in an unintended conductor, not current in the human body.

#### **4.201.3.1.1 30mA touch current type test for isolated inverters**

*Compliance with the 30mA limit in 4.201.3.1 is tested with the inverter connected and operating under REFERENCE TEST CONDITIONS, except that the DC supply to the inverter must not have any connection to earth, and the mains supply to the inverter must have one pole earthed. It is acceptable (and may be necessary) to defeat array insulation resistance detection functions during this test. The touch current measurement circuit of IEC 60990, Figure 4 is connected from each terminal of the array to ground, one at a time. The resulting touch current is recorded and compared to the 30mA limit, to determine the requirements for array ground insulation resistance and array residual current detection in Table 4-201.*

NOTE 1 For convenience, IEC 60990 test figure 4 is reproduced provided in **Error! Reference source not found.** of Part 1.

NOTE 2 Consideration should be given to the impact on the touch current measurement that capacitance between external test sources and earth could have on the result (for example a d.c. supply with capacitors to earth can increase the measured touch current unless the d.c. supply is not earthed to the same earth as the PCE under test).

#### **4.201.3.1.2 Fire hazard residual current type test for isolated inverters**

*Compliance with the 300mA or 10mA per kVA limits in 4.201.3.1 is tested with the inverter connected and operating under REFERENCE TEST CONDITIONS, except that the DC supply to the inverter must not have any connection to earth, and the mains supply to the inverter must have one pole earthed. It is acceptable (and may be necessary) to defeat array insulation resistance detection functions during this test. An ammeter is connected from each terminal of the array to ground, one at a time. The current is recorded and compared to the limit in 4.201.3.1, to determine the requirements for array ground insulation resistance and array residual current detection in Table 4-201.*

NOTE Consideration should be given to the impact on the current measurement that capacitance between external test sources and earth could have on the result (for example a d.c. supply with capacitors to earth can increase the measured current unless the d.c. supply is not earthed to the same earth as the PCE under test).

#### 4.201.3.1.3 Protection by application of RCD's

The requirement for additional protection in 4.201.3.1 can be met by provision of an RCD with a residual current setting of 30mA, located between the inverter and the mains. When required by Part 1, the RCD must be type B rather than type A or type AC. The RCD may be provided integral to the inverter, or may be provided by the installer if details of the rating, type, and location for the RCD are given in the installation instructions per 5.3.2.208.

#### 4.201.3.1.4 Protection by residual current monitoring

Where required by Table 4-201, the inverter shall provide residual current monitoring that functions whenever the inverter is connected to the MAINS with the automatic disconnection means closed. The residual current monitoring means shall measure the total (both a.c. and d.c. components) RMS current.

As indicated in Table 4-201 for different inverter types, array types, and inverter isolation levels, detection may be required for excessive continuous residual current, excessive sudden changes in residual current, or both, according to the following limits:

a) Continuous residual current: The inverter shall disconnect within 0.3 seconds and signal a fault if the continuous residual current exceeds:

- 300mA for inverters with continuous output power rating  $\leq$  30kVA

- 10mA per kVA of rated continuous output power for inverters with continuous output power rating  $>$  30kVA

b) Sudden changes in residual current: The inverter shall disconnect from the MAINS within the time specified in Table 4-203 if a sudden change in residual current is detected exceeding the value in the table.

**Table 4-203 - Response time limits for sudden changes in residual current**

Residual current sudden change	Max time to inverter disconnection from the MAINS
30 mA	0,3 s
60 mA	0,15 s
150 mA	0,04 s

Note: These values of residual current and time are based on the RCD standard IEC 61008-1

Exceptions:

- monitoring for the continuous condition in a) is not required for an inverter with isolation complying with 4.201.3.1.2

- monitoring for the sudden changes in b) is not required for an inverter with isolation complying with 4.201.3.1.1

*Compliance with a) and b) is checked by the following tests*

*Test for detection of excessive continuous residual current:*



*With the inverter connected to PV and AC sources as specified in the REFERENCE TEST CONDITIONS in Part 1, an external adjustable resistance is connected from ground to each ungrounded PV input terminal of the inverter, in turn. The starting value of the adjustable resistance shall be calculated to result in initial residual current well below the limits in a) above. The resistance is then steadily lowered in an attempt to exceed the residual current limit in a) above. Each test is repeated 5 times, and in all cases the current at which the inverter disconnects from the MAINS shall not exceed the current limit in a) above, or the inverter shall disconnect within 0.3s measured from the time the current first exceeds the limit.*

*It is not required to test all PV input terminals if analysis of the design indicates that one or more terminals can be expected to have the same result, for example where multiple PV string inputs are in parallel.*

*Test for detection of sudden changes in residual current:*

*With the inverter connected to PV and AC sources as specified in the REFERENCE TEST CONDITIONS in Part 1, an external resistance, adjusted to cause 30mA of residual current to flow, is connected through a switch from ground to each ungrounded PV input terminal of the inverter, in turn. The inverter disconnection time shall be measured from the moment the resistance is connected, and shall not exceed the time limit indicated in Table 4-203.*

*The test shall then be repeated for the 60mA and 150mA values and times in Table 4-203.*

*It is not required to test all PV input terminals if analysis of the design indicates that one or more terminals can be expected to have the same result, for example where multiple PV string inputs are in parallel.*

#### **4.201.3.1.5 Systems located in CLOSED ELECTRICAL OPERATING AREAS**

For systems in which the inverter and a DVC-B or DVC-C PV array are located in CLOSED ELECTRICAL OPERATING AREAS, the protection against shock hazard on the PV array in clauses 4.201.3.1.1, 4.201.3.1.3, and 4.201.3.1.4 b) is not required if the installation information provided with the inverter indicates the restriction for use in a CLOSED ELECTRICAL OPERATING AREA, and indicates what forms of shock hazard protection are and are not provided integral to the inverter, in accordance with 5.3.2.206.

## **5 Marking and documentation**

### **5.1 Marking**

#### **5.1.4 Equipment ratings**

Replace the entire clause of Part 1 with the following:

In addition to the markings required in other clauses of Part 1 and elsewhere in this Part 2, the ratings in

**E DIN EN 62109-2 (VDE 0126-14-2):2010-01**  
**FprEN 62109-2:2009**

Table 5-201 shall be plainly and permanently marked on the inverter, where it is readily visible after installation. Only those ratings that are applicable based on the type of inverter are required.

Note: For example a.c. input quantities are only required for inverters having an a.c. input port in addition to the a.c. output port, or a single a.c. port that may operate as an input in one or more modes.

**Table 5-201 - Inverter ratings - marking requirements**

Rating	Units
PV input ratings:	
$V_{MAX PV}^1$ (absolute maximum)	d.c. Volts
$I_{SC PV}^1$ (absolute maximum)	d.c. Amps
a.c. output ratings:	
Voltage (nominal or range)	a.c. Volts
Current (maximum continuous)	a.c. Amps
Frequency (nominal or range)	Hz
Power (maximum continuous)	W (or VA with PF)
a.c. input ratings:	
Voltage (nominal or range)	a.c. Volts
Current (maximum continuous)	a.c. Amps
Frequency (nominal or range)	Hz
d.c. output ratings:	
Voltage (nominal or range)	d.c. Volts
Current (maximum continuous)	d.c. Amps
Protective class <sup>1</sup> (I, II, or III)	
Ingress protection <sup>1</sup> (IP) rating per Part 1	
<sup>1</sup> term defined in section 2 of Part 1 or of this Part 2	

#### 5.1.4.201 Output voltage settings

An inverter that is adjustable for more than one nominal output voltage shall be marked to indicate the particular voltage for which it is set when shipped from the factory. It is acceptable for this marking to be in the form of a removable tag or other non-permanent method.

### 5.3 Documentation

This clause of Part 1 is applicable except as follows:

#### 5.3.2 Information related to installation

This clause of Part 1 requires the documentation to include ratings information for each input and output. For inverters this information shall be as in

**E DIN EN 62109-2 (VDE 0126-14-2):2010-01**  
**FprEN 62109-2:2009**

Table 5-202 below. Only those ratings that are applicable based on the type of inverter are required.

**Table 5-202 - Inverter ratings - documentation requirements**

Rating	Units
PV input quantities:	
V <sub>MAX PV</sub> <sup>1</sup> (absolute maximum)	d.c. Volts
PV input operating voltage range	d.c. Volts
Maximum operating PV input current	d.c. Amps
I <sub>SC PV</sub> <sup>1</sup> (absolute maximum)	d.c. Amps
Max. inverter backfeed current to the array	a.c. or d.c. Amps
a.c. output quantities:	
Voltage (nominal or range)	a.c. Volts
Current (maximum continuous)	a.c. Amps
Current (inrush)	a.c. Amps peak
Frequency (nominal or range)	Hz
Power (maximum continuous)	W (or VA with PF)
Maximum output fault current	a.c. Amps peak and duration, or RMS <sup>2</sup>
Maximum output overcurrent protection	a.c. Amps
a.c. input quantities:	
Voltage (nominal or range)	a.c. Volts
Current (maximum continuous)	a.c. Amps
Current (inrush)	a.c. Amps peak
Frequency (nominal or range)	Hz
d.c. output quantities:	
Voltage (nominal or range)	d.c. Volts
Nominal battery voltage	d.c. Volts
Current (maximum continuous)	d.c. Amps
<sup>1</sup> term defined in section 2 of Part 1 or of this Part 2	
<sup>2</sup> The Output short circuit test section in Part 1 specifies the type of measurement and the required units for this rating	

### 5.3.2.201 Grid-interactive inverter setpoints

For a grid-interactive unit with field adjustable trip points, trip times, or reconnect times, the presence of such controls, the means for adjustment, the factory default values, and the limits of the ranges of adjustability shall be provided in the documentation for the PCE or in other format such as on a website.

Note: Some local interconnect standards require that adjustments to such setpoints must be protected by a password or made inaccessible to the user in some fashion. In the above requirement, the documentation for the "means for adjustment" is not meant to require the documentation to disclose the password or other security feature.

The settings of field adjustable setpoints shall be accessible from the PCE, for example on a display panel, user interface, or communications port.

### 5.3.2.202 Transformers and isolation

An inverter shall be provided with information to the installer regarding whether an internal isolation transformer is provided, and if so, what level of insulation (Functional, Basic, Reinforced, or Double) is provided by that transformer. The instructions shall also indicate what the resulting installation requirements are regarding such things as earthing or not earthing the array, providing external residual current detection devices, requiring an external isolation transformer, etc.

### 5.3.2.203 Transformers required but not provided

An inverter that requires an external isolation transformer not provided with the unit, shall be provided with instructions that specify the configuration type, electrical ratings, and

environmental ratings for the external isolation transformer with which it is intended to be used.

#### **5.3.2.204 PV modules for non-isolated inverters**

Non-isolated inverters shall be provided with installation instructions that require PV modules that have an IEC 61730 Class A rating. If the maximum AC mains operating voltage is higher than the PV array maximum system voltage then the instructions shall require PV modules that have a Maximum system voltage rating based upon the AC mains voltage.

#### **5.3.2.205 Non-sinusoidal output waveform information**

The instruction manual for a stand-alone inverter not complying with 4.7.102.1 shall include a warning that the waveform is not sinusoidal, that some loads may experience increased heating, and that the user should consult the manufacturers of the intended load equipment before operating the inverter. The inverter manufacturer shall provide information regarding what types of loads may experience increased heating, recommendations for maximum operating times with such loads, and shall specify the THD, slope, and peak voltage of the waveforms as determined by the testing in 4.7.102.2.1 through 4.7.102.2.3

#### **5.3.2.206 Systems located in closed electrical operating areas**

Where required by 4.201.3.1.5, an inverter not provided with full protection against shock hazard on the PV array shall be provided with installation instructions requiring that the inverter and the array must be installed in CLOSED ELECTRICAL OPERATING AREAS, and indicating which forms of shock hazard protection are and are not provided integral to the inverter (RCD, isolation transformer complying with the 30mA touch current limit, or residual current monitoring for sudden changes).

#### **5.3.2.207 Stand-alone inverter output circuit bonding**

Where required by 7.3.201.1, the documentation for an inverter shall include the following:

- if output circuit bonding is required but is not provided integral to the inverter, the required means shall be described in the installation instructions, including which conductor is to be bonded and the required current carrying capability or cross-section of the bonding means.
- if the output circuit is intended to be floating, the documentation for the inverter shall indicate that the output is floating

#### **5.3.2.208 Protection by application of RCD's**

Where the requirement for additional protection in 4.201.3.1 is met by requiring an RCD that is not provided integral to the inverter, as allowed by 4.201.3.1.3, the installation instructions shall state the need for the RCD, and shall specify its rating, type, and required circuit location.

## **6 Environmental requirements and conditions**

This clause of Part 1 is applicable without modification.

## **7 Protection against electric shock and energy hazards**

### **7.3 Protection against electric shock**

This clause of Part 1 is applicable except for the following additions:

### **7.3.201 Additional requirements for stand-alone inverters**

#### **7.3.201.1 Stand-alone inverter output circuit bonding**

Depending on the supply earthing system that a stand-alone inverter is intended to be used with or to create, the output circuit may be required to have one circuit conductor bonded to earth to create a grounded conductor and an earthed system.

Note: In single-phase and wye-connected three-phase systems this grounded conductor is also referred to as an earthed neutral.

The means used to bond the grounded conductor to protective earth may be provided within the inverter or as part of the installation. If not provided integral to the inverter, the required means shall be described in the installation instructions as per 5.3.2.207.

The means used to bond the grounded conductor to protective earth shall comply with the requirements for PROTECTIVE BONDING in Part 1, except that if the bond can only ever carry fault currents in stand-alone mode, the maximum current for the bond is determined by the inverter maximum output fault current.

Output circuit bonding arrangements shall ensure that in any mode of operation, the system only has the grounded circuit conductor bonded to earth in one place at a time. Switching arrangements may be used, in which case the switching device used is to be subjected to the bond impedance test along with the rest of the bonding path.

Inverters intended to have a circuit conductor bonded to earth shall not impose any normal current on the bond except for leakage current.

Outputs that are intentionally floating with no circuit conductor bonded to ground, must not have any voltages with respect to ground that are a shock hazard in accordance with chapter 7 of Parts 1 and 2. The documentation for the inverter shall indicate that the output is floating as per 5.3.2.207.

#### **7.3.201.2 Stand-alone inverter isolation and protection of DVC-A circuits**

Stand-alone inverters may be provided with or without isolation, and isolation provided may meet the requirements for FUNCTIONAL INSULATION, SIMPLE SEPARATION, or PROTECTIVE SEPARATION. In all cases, the design shall be such that accessible DVC-A battery, PV, or other circuits meet the requirements in Part 1 for protection against shock hazard under normal and single fault conditions. It shall not be assumed that the terminals of such circuits will be guarded against direct contact in the installation.

Exception: a DVC-A battery integral to the inverter and protected against direct contact in accordance with the requirements in Part 1

## **8 Protection against mechanical hazards**

This clause of Part 1 is applicable.

## **9 Protection against fire hazards**

This clause of Part 1 is applicable except as follows:

Additional sub clauses

### 9.201 D.C. offset requirements for the a.c. output of stand-alone inverters

Note: Requirements limiting the allowable d.c. offset on the a.c. output of a stand-alone inverter are under consideration for a future revision of this standard. National committees reviewing this CDV are encouraged to provide data regarding known problems caused by d.c. offset on the output of stand-alone inverters, data regarding suitable limits and test methods, and any other information relevant to the subject.

### 9.202 Inverter backfeed current onto the array

The backfeed current testing and documentation requirements in Part 1 apply, including but not limited to the following.

*Testing shall be performed to determine the current that can flow out of the inverter PV input terminals with a fault applied on inverter or on the PV input wiring. Faults to be considered include shorting all or part of the array, and any faults in the inverter that would allow energy from another source (for example the mains or a battery) to impress currents on the PV array wiring.*

This inverter backfeed current value shall be provided in the installation instructions regardless of the value of the current, in accordance with



Table 5-202.

Note: This requirement protects against overloading of array wiring due to backfeed currents from the inverter. For example, such currents can be generated when fault conditions allow currents derived from other sources such as the MAINS or a battery to flow out of the PV input terminals of the inverter. If this backfeed current is limited to the max. normal current the array can source, wiring and other devices in the current path will be adequately sized to carry the backfeed current without overload. If this backfeed current is not limited to the max. normal current, providing the value of the max current to the installer is critical to allow determination of any increase in wiring sizes or added overcurrent protection necessary.

#### **10 Protection against sonic pressure hazards**

This clause of Part 1 is applicable

#### **11 Protection against liquid hazards**

This clause of Part 1 is applicable.

#### **12 Protection against chemical hazards**

This clause of Part 1 is applicable.

#### **13 Physical requirements**

This clause of Part 1 is applicable.

#### **14 Components**

This clause of Part 1 is applicable.