



# 1. Prüfgegenstand

Optimierer für den Einsatz bei Photovoltaikanlagen, zur Regelung der DC-Spannung von PV-Modulen

Typenbezeichnung:

Huawei Smart PV Optimizer	SUN2000-600W-P
Huawei Smart PV Optimizer	MERC-1100W-P

Technische Daten:

	SUN2000-600W-P	MERC-1100W-P
Abmessungen (mm)	75 x 140 x 28 mm	149 x 104 x 49 mm
Gewicht	0,6 kg	1,05 kg
Eingangsanschluss	Staubli MC4	Staubli MC4
Ausgangsanschluss	Staubli MC4	Staubli MC4
Nenneingangsleistung	600 W	1100 W
Max. Eingangsspannung	80 V	125 V
Max. Eingangsstrom	14,5 A	20 A
Max. Ausgangsspannung	80 V	80 V
Max. Ausgangsstrom	15 A	22 A
Ausgangsspannung je Optimierer (abgeschaltet)	0 V	1 V

Laut Herstellerangabe gibt es zwei Hardware-Plattformen mit jeweils einheitlichem Design sowie Fertigung. Weiters bestätigt der Hersteller, dass Produkte auf der gleichen Plattform mit der gleichen Hardware in allen Einsatzfällen die gleichen Funktionen erfüllen.

Die beiden Hardware-Plattformen und deren Produkttypen sind:

- SUN2000
  - SUN2000-450W-P2
  - SUN2000-600W-P
- MERC
  - MERC-1100W-P
  - MERC-1300W-P

## 2. Prüfgrundlage

Grundlage des Prüfauftrags stellt die OVE-Richtlinie R 11-1:2022-05-01 dar. Diese nationale österreichische Richtlinie dient dem „Schutz von Einsatzkräften der Feuerwehr vor Gefährdungen im DC-Bereich von PV-Anlagen bei Notfallereignissen“. In der Richtlinie werden zusätzliche „Sicherheitsanforderungen in technischer, baulicher und organisatorischer Hinsicht“ „für die Planung und Errichtung von PV-Anlagen an oder auf baulichen Anlagen“ angeführt.

„Die OVE-Richtlinie R 11-1 beschreibt ergänzende Schutzvorkehrungen, die bei Versagen der Schutzmaßnahme gegen elektrischen Schlag „Doppelte oder verstärkte Isolierung (Schutzisolierung)“ mögliche Risiken für Einsatzkräfte so gering wie möglich hält.“

PV-Anlagen müssen auch nach netzseitiger Abschaltung als unter Spannung stehend betrachtet werden. Neben der Montage der PV-Module und der Dokumentation und Kennzeichnung der Anlage und Leitungsführung, kennt die Richtlinie bauliche und technische Umsetzungsmaßnahmen zur Erfüllung dieser Anforderungen.

Die Richtlinie OVE R 11-1 beschreibt technische Maßnahmen (Punkt 5.2), mit denen spätestens ab Gebäudeeintritt die DC-Seite einer PV-Anlage getrennt wird.

Folgende Grundfunktionen technischer Maßnahmen sind unter Punkt 5.2.2 gefordert:

- „Bei Abschaltung des PV-Wechselrichters durch Netzabschaltung im Einsatzfall muss die Aktivierung der Einrichtung zum Trennen oder Kurzschließen automatisch oder durch Betätigung von dafür vorgesehenen und markierten Fernbedienungen erfolgen“
- Die DC-Seite wird als getrennt oder kurzgeschlossen betrachtet, wenn „die Spannung zwischen einem aktiven Teil und Erde und die Spannung zwischen aktiven Teilen kleiner als 90 V rms ist“.
- „Bei Auftreten eines internen Fehlers muss die Einrichtung in einen sicheren Zustand fallen.“

Darüber hinaus muss auch gewährleistet sein, dass keine „Rückströme aus den PV-Wechselrichtern oder Rückströme paralleler PV-Stränge“ nach Betätigung der Trenn-, oder Kurzschlusseinrichtung auftreten können.

Diese Maßnahmen sind in Bezug auf den Anwendungsbereich dieser Richtlinie zu sehen, dass der Schutz von Einsatzkräften der Feuerwehr vor Gefährdungen im DC-Bereich von PV-Anlagen bei Notfallereignissen gewährleistet werden soll.

## **Einrichtung zum Trennen**

Die prüfgegenständlichen Optimierer enthalten von der Wirkungsweise her Einrichtungen zur Spannungsabsenkung, aufgrund ihrer Bauweise sind die in der Richtlinie OVE R 11-1 geforderten Anforderungen an ein Schaltgerät zum Trennen nicht zutreffend.

## **Schutzziel der OVE R 11-1**

Das Schutzziel der OVE R 11-1 zielt auf die Einsatzkräfte im Schadensfall ab. In diesen Ausnahmezustand der Anlage ist es daher notwendig, die Gefährdung der Einsatzkräfte zu reduzieren. Das Ziel einer Norm kann daher nur sein, das Restrisiko möglichst zu minimieren. In diesem Sinn stellen die in der OVE R 11-1 angeführten Sicherheitsmaßnahmen Trennen und Kurzschließen zwei der möglichen Methoden dar, dieses Restrisiko abzumindern und die geforderte Begrenzung der Spannung zwischen aktiven Leitern auf einen Wert kleiner 90 V rms einzuhalten.

Hinsichtlich der technologischen Weiterentwicklung verweist die OVE R 11-1 explizit auf OVE 8101:2019 Punkt 134.1.8:

„In Fällen, in denen eine Anlage unter Verwendung von neuen Materialien, Erfindungen oder Methoden errichtet wird, die eine Abweichung von den Bestimmungen von OVE E 8101 darstellen, darf der resultierende Sicherheitsgrad der Anlage nicht geringer sein als die bei Erfüllen von OVE E 8101 erreichte Sicherheit“

Der Einsatz einer elektronischen Schaltung direkt beim Modul, welche die Ausgangsspannung in einem Fehlerfall auf wenige Volt absenkt, ist daher im Sinne des Schutzzieles (Sicherheit für den Feuerwehrmann) als zumindest gleichwertig anzusehen.

## 3. Prüfaufbau

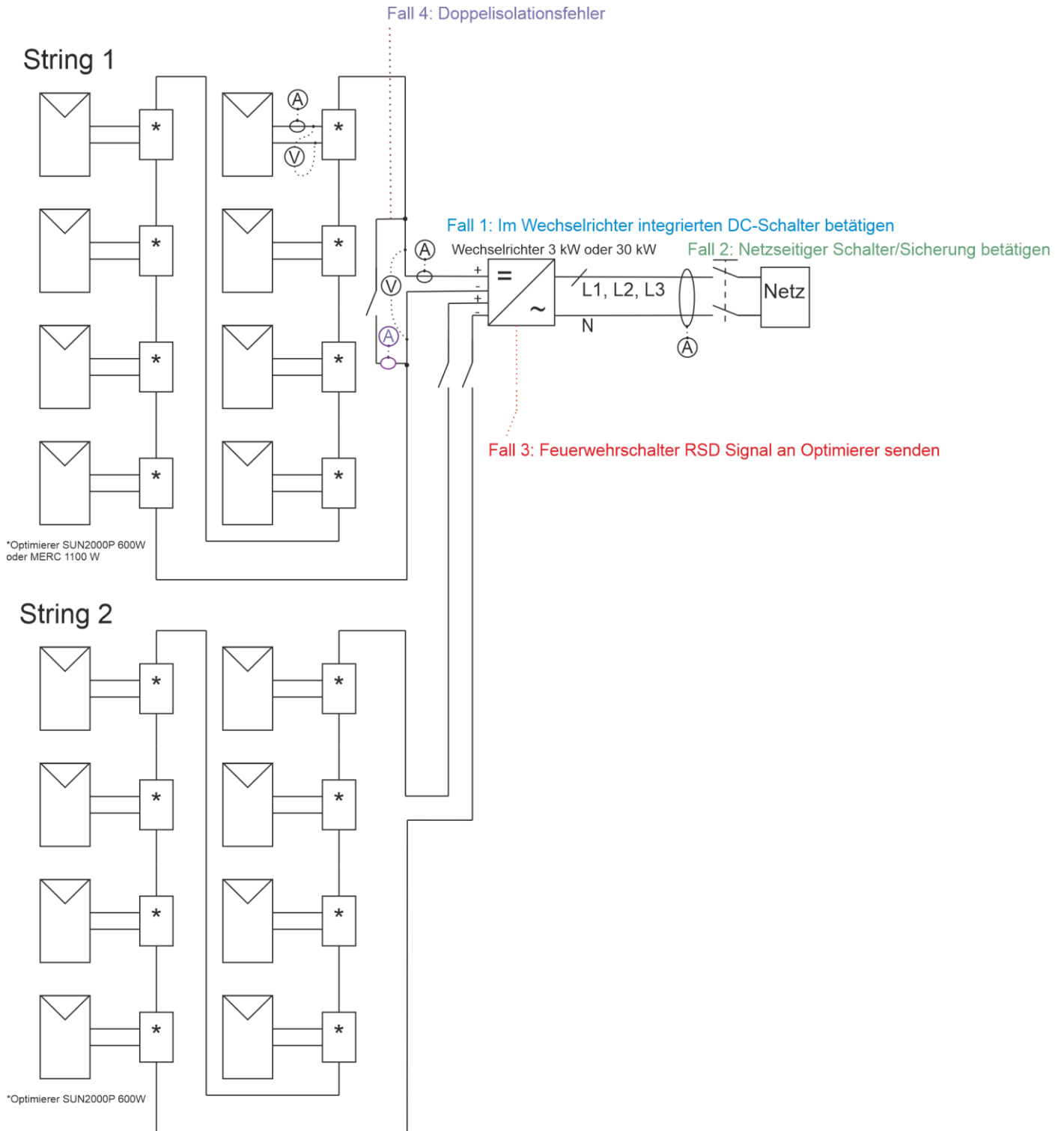


Abbildung 1: Prüfaufbau mit eingezeichneten Prüffällen

## Komponenten des Prüfaufbaus

Für den Prüfaufbau wurden die folgenden Haupt-Komponenten eingesetzt. Zusätzlich wurde Installationsmaterial zur Herstellung der Verbindungen AC- und DC-seitig, Messabgriff-Adapter, Montagematerial etc. eingesetzt. Die Detailinformationen liegen bei IES Ziviltechniker GmbH auf.

### **Photovoltaik-Modul (DHM-T72X10/FS(BB)-550W)**

Hersteller: DAH Solar

Es wurden 16 typgleiche Module in Prüfaufbau verwendet.



Abbildung 2: Photovoltaik-Modul (DHM-T72X10/FS(BB)-550W), 16 Stück gleichen Typs wurden eingesetzt



## Wechselrichter 3 kW (SUN2000-3KTL-M1)



Abbildung 3: Wechselrichter 3 kW (SUN2000-3KTL-M1)

SN: 2102313TTENSN7916174Y

Firmware (Inverter): V100R001C00SPC153



## Wechselrichter 30 kW (SUN2000-30KTL-M3)



Abbildung 4: Wechselrichter 30 kW (SUN2000-30KTL-M3)

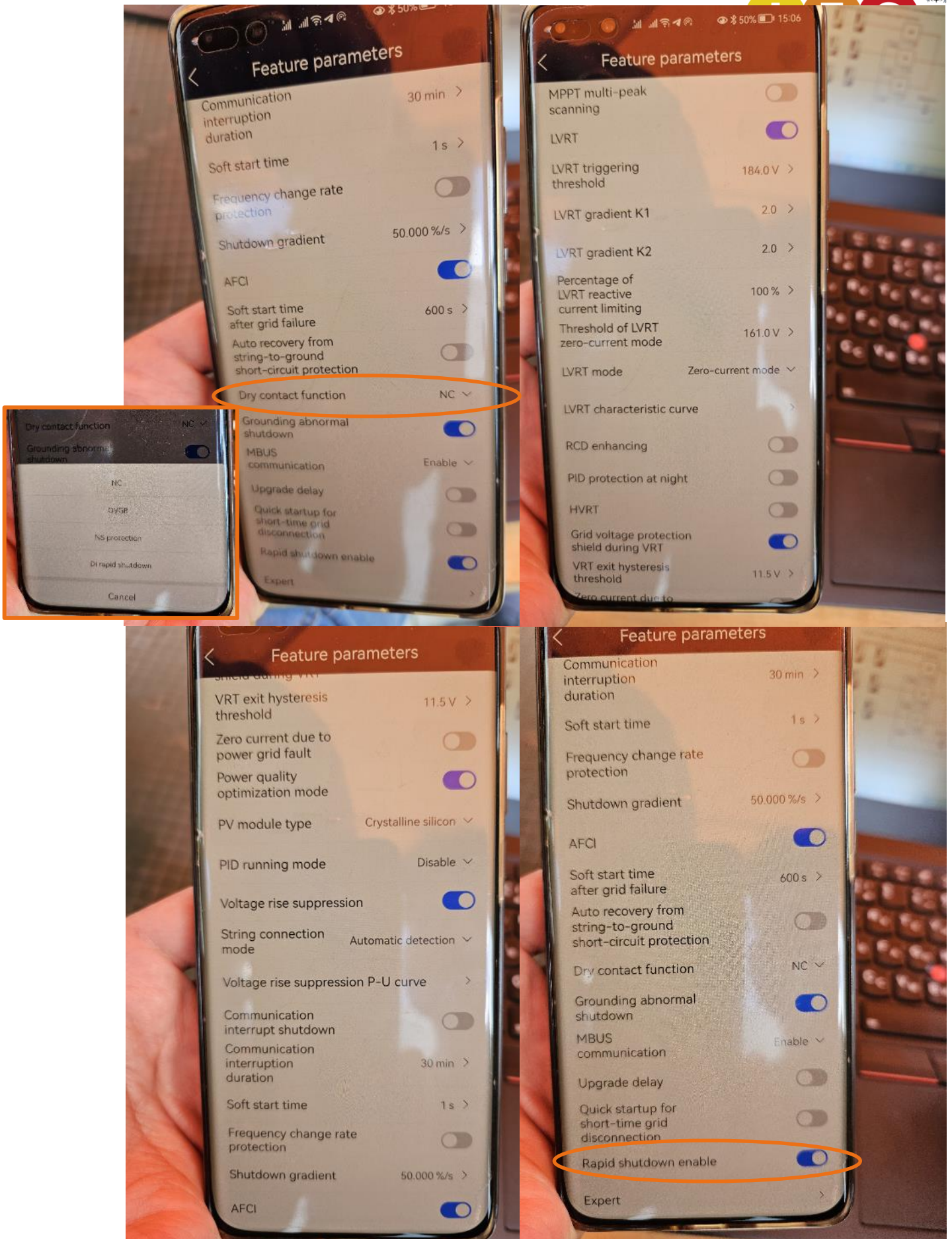


Abbildung 5: Parametereinstellung im Wechselrichter

Bei beiden Wechselrichtertypen wurde die Einstellung „Rapid shutdown enable“ aktiviert.

Mit der Option „Dry contact function“ wurde die Funktion des externen Feuerweherschalters während der Prüfungen bei Bedarf aktiviert (Auswahlpunkt „DI rapid shut down“), andernfalls blieb diese auf der voreingestellten Auswahl (Auswahlpunkt „NC“), wodurch ein externer Öffner an den Kontakten ignoriert wird.

## Optimierer

Die Optimierer müssen vor dem Einsatz beim Wechselrichter angelernert werden. Erst durch diesen Schritt ist ein Kommunikationsaufbau zwischen Wechselrichter und Optimierer möglich, sodass die Optimierer in den aktiven Zustand wechseln und die DC-Spannung an den String gelegt wird.

### **SUN2000-600W-P Smart PV-Optimierer:**



Abbildung 6: SUN2000-600W-P Smart PV-Optimierer

1. SN: 2102313TTENS7916174Y
2. SN: 2102313TTENS7921682Y
3. SN: 2102313TTENS7916167Y
4. SN: 2102313TTENS7916890Y
  
5. SN: JV22C9144652Y02313TTE-003
6. SN: JV22C9144667Y02313TTE-003
7. SN: JV22C9144662Y02313TTE-003
8. SN: JV22C9146851Y02313TTE-003
  
9. SN: JV22C9144645Y02313TTE-003



10.SN: JV22C9146928Y02313TTE-003  
 11.SN: JV22C9144668Y02313TTE-003  
 12.SN: JV22C9144664Y02313TTE-003

13.SN: 2102313TTENSN7916454Y  
 14.SN: 2102313TTENSN7923514Y  
 15.SN: 2102313TTENSN7923454Y  
 16.SN: 2102313TTENSN7923457Y

**Firmware Version:** V100R002C10SPC019

**MERC-1100W-P Smart PV-Optimierer:**



Abbildung 7: MERC-1100W-P Smart PV-Optimierer

- |                                  |        |
|----------------------------------|--------|
| 1. SN: JV2289033050Y02314AQB-001 | FW: *1 |
| 2. SN: JV2289033084Y02314AQB-001 | FW: *1 |
| 3. SN: JV2289033073Y02314AQB-001 | FW: *1 |
| 4. SN: JV2289033063Y02314AQB-001 | FW: *1 |
| 5. SN: 102358294746Y02314APY-001 | FW: *2 |
| 6. SN: 102358294791Y02314APY-001 | FW: *2 |
| 7. SN: 102358294576Y02314APY-001 | FW: *2 |
| 8. SN: 102358294792Y02314APY-001 | FW: *2 |

**\*1 Firmware Version:** V100R023C00B005T

**\*2 Firmware Version:** V100R023C00SPC011

## 4. Prüfungsergebnisse

### 4.1. SUN2000-600W-P Smart PV-Optimierer mit SUN2000-30KTL-M3:

Die Versuche wurden mit zwei Strings (je String 8 Module seriell, je Modul 1 Optimierer) durchgeführt.

Legende:

Vges	Gesamtspannung geprüften Inverter Eingang
Iges	Gesamtstrom im Prüfstring
Taus	Zeitdauer bis in den sicheren Zustand übergegangen wurde

#### 4.1.1. Fall 1: Auftrennen DC-Seite durch integrierten DC-Schalter des Wechselrichters

Vges	400 V
Iges	0,5 A
Taus	13 s

#### 4.1.2. Fall 2: Auftrennen AC-Seite durch Sicherung

Vges	480 V
Iges	0,5 A
Taus	2,5 s

#### 4.1.3. Fall 3: First Responder Command/Feuerwehrscharter

Vges	320 V
Iges	2,2 A
Taus	3 s

#### 4.1.4. Fall 4: Insulation Fault/Doppelisoliationsfehler

Vges	0 V
Iges	15,2 A
Verzögertes Ansprechen der Optimierer nach Betätigung von DC-Switch am WR	

#### 4.2. SUN2000-600W-P Smart PV-Optimierer mit SUN2000-3KTL-M1:

Die Versuche wurden mit zwei Strings (je String 8 Module seriell, je Modul 1 Optimierer) durchgeführt.

Legende:

Vges	Gesamtspannung geprüften Inverter Eingang
Iges	Gesamtstrom im Prüfstring
Taus	Zeitdauer bis in den sicheren Zustand übergegangen wurde

##### 4.2.1. Fall 1: Auftrennen DC-Seite durch integrierten DC-Schalter des Wechselrichters

Vges	460 V
Iges	0,5 A
Taus	13 s

##### 4.2.2. Fall 2: Auftrennen AC-Seite durch Sicherung

Vges	450 V
Iges	3,5 A
Taus	3 s

##### 4.2.3. Fall 3: First Responder Command/Feuerwehrschalter

Vges	450 V
Iges	3 A
Taus	3 s

##### 4.2.4. Fall 4: Insulation Fault/Doppelisoliationsfehler

Der Fall 4 wurde nur in einer Prüfkonstellatation durchgeführt, weil das Optimiererverhalten beim (Doppel-)Isoliationsfehler nicht durch den Wechselrichter bestimmt ist.

#### 4.3. MERC-1100W-P Smart PV-Optimierer mit SUN2000-30KTL-M3:

Die Versuche wurden mit einem String (8 Module seriell, je Modul 1 Optimierer) durchgeführt.

Legende:

Vges	Gesamtspannung geprüften Inverter Eingang
Iges	Gesamtstrom im Prüfstring
Taus	Zeitdauer bis in den sicheren Zustand übergegangen wurde

##### 4.3.1. Fall 1: Auftrennen DC-Seite durch integrierten DC-Schalter des Wechselrichters

Vges	500 V
Iges	1 A
Taus	14 s

##### 4.3.2. Fall 2: Auftrennen AC-Seite durch Sicherung

Vges	350 V
Iges	2,5 A
Taus	3 s

##### 4.3.3. Fall 3: First Responder Command/Feuerwehrscharter

Vges	440 V
Iges	2,5 A
Taus	4 s

##### 4.3.4. Fall 4: Insulation Fault/Doppelisoliationsfehler

Der Fall 4 wurde nur in einer Prüfkonstellatation durchgeführt, weil das Optimiererverhalten beim (Doppel-)Isoliationsfehler nicht durch den Wechselrichter bestimmt ist.



#### 4.4. Checkliste

Überprüfung der Grundanforderungen nach OVE R 11-1:2022 5.2.2 und 5.2.4

<b>Vorgabe</b>	<b>Prüfergebnis</b>	<b>Erfüllt</b>
<p>Bei Abschaltung des PV-Wechselrichters durch Netzabschaltung im Einsatzfall muss die Aktivierung der Einrichtung zum Trennen oder Kurzschließen automatisch oder durch Betätigung von dafür vorgesehenen und markierten Fernbedienungen erfolgen.</p>	<p>Sowohl die netzseitige Abschaltung sowie das Betätigen des Feuerwehrschafters führen zur Abschaltung der Optimierer.</p>	<p>JA</p>
<p>Die DC-Seite wird als getrennt, oder kurzgeschlossen betrachtet, wenn „die Spannung zwischen einem aktiven Teil und Erde und die Spannung zwischen aktiven Teilen kleiner als 90 V rms ist“.</p>	<p>Im abgeschalteten Zustand beträgt die Spannung je Optimierer 0 V bzw. 1 V. Je String dürfen max. 35 Optimierer in Serie geschaltet werden. Daher beträgt die mögliche Gesamtspannung &lt; 90 V rms</p>	<p>JA</p>
<p>Bei Auftreten eines internen Fehlers muss die Einrichtung in einen sicheren Zustand fallen.</p>	<p>Der Optimierer wird durch den Wechselrichter gesteuert. Bei Kommunikationsausfall schaltet der Optimierer eigenständig ab.</p>	<p>JA</p>

<p>Die Einrichtung zum Trennen muss die Anforderungen an ein Schaltgerät nach ÖVE/ÖNORM EN 60947-3 oder nach ÖVE/ÖNORM EN 60947-2 erfüllen. Bei der Auswahl ist OVE E 8101:2019 Unterabschnitt 537.2 zu beachten.</p>	<p>Das Wirkungsprinzip ist nicht das Trennen, sondern die Spannungsreduktion durch eine elektronische Schaltung direkt bei den Modulen.</p>	<p>NICHT ZUTREFFEND</p>
<p>Es muss gewährleistet sein, dass keine „Rückströme aus den PV-Wechselrichtern oder Rückströme paralleler PV-Stränge auftreten“ können nach Betätigung der Trenn-, oder Kurzschlusseinrichtung.</p>	<p>Im Fehlerfall wurden alle Optimierer abgeschaltet und es traten keine Rückströme auf.</p>	<p>JA</p>

## 5. Zusammenfassung

Das Schutzziel der OVE Richtlinie R 11-1:2022 ist die Sicherheit des Feuerwehrmannes. Diese ist dann gegeben, wenn durch den Aufbau der Anlage das Risiko für einen elektrischen Schlag möglichst weit abgesenkt wird, was aufgrund der extrem unterschiedlichen Einsatzsituationen, die möglich sind, nicht abschließend durch eine Norm sichergestellt werden kann.

Das Ziel einer Norm kann daher immer nur sein, das Restrisiko möglichst zu minimieren. In diesem Sinn stellen die in der OVE R 11-1 angeführten Sicherheitsmaßnahmen Trennen und Abschalten nur zwei der möglichen Methoden dar, dieses Restrisiko abzumindern.

Die Spannung wird mit den untersuchten Optimierern in unmittelbarer Nähe zum Modul abgesenkt und daher jedenfalls vor dem Eintritt ins Gebäude. Die Optimierer werden über Powerline-Communication über die DC-Kabel angesprochen. Bei Kommunikationsausfall schalten die Optimierer eigenständig ab.

Der Einsatz einer elektronischen Schaltung am Ort des PV-Moduls, welche die Ausgangsspannung in einem Fehlerfall auf wenige Volt absenkt, ist daher im Sinne des Schutzzieles (Sicherheit Feuerwehrmann) als zumindest gleichwertig anzusehen.

**Die Erfüllung des Schutzzieles gleich dem Sicherheitsniveau der OVE-Richtlinie R 11-1:2022-05-01 ist daher für die geprüften Optimierer (SUN2000-600W-P Smart PV Optimizer, MERC-1100W-P Smart PV Optimizer) als gegeben anzusehen.**