

# PV und Feuerwehr: Keine Panik, sondern realistische Einschätzung der elektrischen Gefahren und möglicher Gegenmassnahmen

Heinrich Häberlin, Luciano Borgna und Philipp Schärf

Berner Fachhochschule (BFH), Technik und Informatik, Labor für Photovoltaik

Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf / SCHWEIZ

Tel: +41 34 426 6811, Fax: +41 34 426 6813

e-Mail: [heinrich.haerberlin@bfh.ch](mailto:heinrich.haerberlin@bfh.ch); Internet: [www.pvtest.ch](http://www.pvtest.ch)

## 1 Einführung

In letzter Zeit wurde mehrfach berichtet, dass die Feuerwehr Gebäude mit PV-Anlagen wegen möglicher Gefährdung der Feuerwehrleute grundsätzlich nicht mehr lösche und dass bei solchen Anlagen bereits durch nächtliches Restlicht (z.B. bei Vollmond!) lebensgefährliche Spannungen auftreten könnten. Dies ist übertrieben und kann nur durch mangelnde Kenntnis der Eigenschaften von PV-Anlagen und der Gefährdung des Menschen durch die bei PV-Anlagen vorhandenen Gleichströme erklärt werden. Hier soll versucht werden, die Diskussion etwas zu versachlichen und ein Beitrag zur realistischen Einschätzung der effektiv auftretenden Gefahren zu leisten. Es werden auch einige der vorgeschlagenen technischen Möglichkeiten zur Reduktion dieser Gefahr und die Konsequenzen auf den Betrieb der PV-Anlage angesprochen. Durch konsequente Markierung von mit PV-Anlagen ausgerüsteten Gebäuden (mit Angabe der wichtigsten Kennwerte der PV-Anlage) und entsprechender Ausbildung der Feuerwehrkader sollte im Brandfall vor Ort eine sinnvolle Beurteilung der effektiven Gefahr möglich sein, sodass ein Rettungs- und Löscheinsatz durchführbar ist.

## 2 Grundsätzliche Überlegungen zur effektiven elektrischen Gefährdung

Bei Niederspannung (bei Wechselstrom (AC)  $U \leq 1000$  V, bei Gleichstrom (DC)  $U \leq 1500$  V) ist nicht die in der Anlage vorhandene Spannung an sich, sondern der durch das Herz fließende Strom die Ursache für tödliche Unfälle (Auslösung von Herzkammerflimmern beim Überschreiten bestimmter Grenzwerte) [1]. Zudem kann durch den Körper fließender Strom schon bei etwas tieferen Werten unwillkürliche Muskelkontraktionen und bei AC auch einen Muskelkrampf bewirken, der das Loslassen verunmöglicht [1]. *Gleichstrom (DC) ist aber etwa um einen Faktor 4 – 5 weniger gefährlich als Wechselstrom und bewirkt keinen Muskelkrampf, der das Loslassen behindert [1].* Noch etwa um einen weiteren Faktor 2 weniger gefährlich sind Gleichströme, die von oben (Hand) nach unten (Füsse) fließen [1]. Deshalb sind gefährliche Stromunfälle mit Niederspannung bei Gleichstrom viel seltener und tödliche Unfälle treten nur in Ausnahmefällen auf (siehe [1], S. 11). Beim Feuerwehreinsatz sind primär die für dauernde Berührung geltenden Grenzwerte von Bedeutung (siehe Tabelle 1 [1]).

	AC	DC
<b>Bereich 1</b>	< 0,5 mA	< 2 mA
<b>Bereich 2</b>	0,5 - 5 mA	2 - 25 mA
<b>Bereich 3</b>	5 - 35 mA	25 - 150 mA
<b>Bereich 4</b>	> 35 mA	> 150 mA

**Tabelle 1:** **Bereich 1:** Bemerkbarkeit bereits möglich, keine körperliche Reaktion  
**Bereich 2:** Muskelkontraktionen möglich beim Berühren und Loslassen  
**Bereich 3:** Starke unwillkürliche Muskelkontraktionen möglich  
**Bereich 4:** Mit steigendem Strom Herzkammerflimmern möglich  
*Bei DC-Stromrichtung von Hand zu Füßen etwa doppelte Werte zulässig [1]!*

### 3 Gefahr durch Restlicht in der Nacht

In einigen Medien wurde behauptet, dass an Solargeneratoren bereits bei geringem Restlicht (z.B. bei Vollmond) lebensgefährliche Spannungen auftreten könnten. Diese Behauptung ist Unsinn und berücksichtigt nicht, dass Solargeneratoren keine Spannungsquellen, sondern *Stromquellen* sind, wobei der Strom proportional zur Bestrahlungsstärke ist. Bei sehr geringer Beleuchtung reicht trotz einer allfällig vorhandenen Spannung der noch mögliche Strom meist nicht aus, um gefährliche Werte zu erreichen, und die Spannung fällt bei Belastung rasch zusammen. Experimente (an einigen Modulen Siemens M50) haben gezeigt, dass die im Lichte des Vollmondes möglichen Leerlaufspannungen  $< 2\%$  der Leerlaufspannung  $U_{OC}$  bei STC (Standard-Testbedingungen) liegen und dass der mögliche Kurzschlussstrom weniger als etwa  $0,0002\%$  des Kurzschlussstromes  $I_{SC}$  bei STC beträgt.

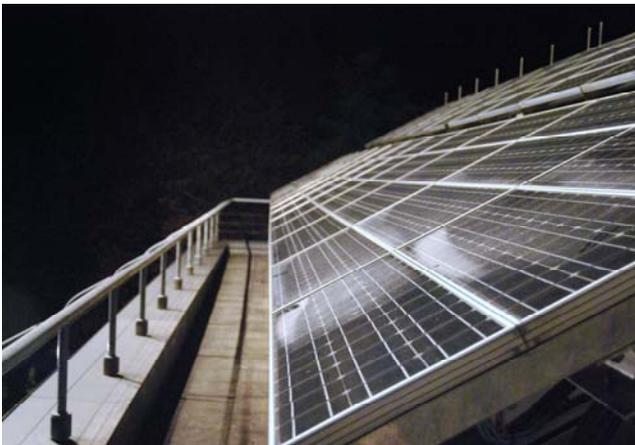
Im Scheinwerferlicht oder im Licht eines Brandes in der Nacht sind höhere Bestrahlungsstärken möglich, aber weil diese immer noch viel geringer sind als bei Tageslicht und nicht gleichmässig über die ganze PV-Anlage verteilt sind, ist der mögliche Kurzschlussstrom aus dem Solargenerator selbst immer noch viel geringer als der Kurzschlussstrom bei STC. Bei Serieschaltung von Solarmodulen ist der Gesamtstrom bei höheren Spannungen vor allem durch den Strom der am schwächsten beleuchteten Module bestimmt.

Um das Problem nicht nur an einem kleinen Modell, sondern an einer grösseren Anlage in der Praxis zu untersuchen, wurden am Abend des 27.10.2010 mit der Feuerwehr Burgdorf eingehende Beleuchtungsversuche mit Halogenscheinwerfern am Solargenerator der PV-Testanlage der BFH-TI auf dem Elektrotechnikgebäude in Burgdorf durchgeführt (Situation siehe Abb. 1 und 2, Resultate siehe Abb. 3 bis 6).



**Abb. 1:**

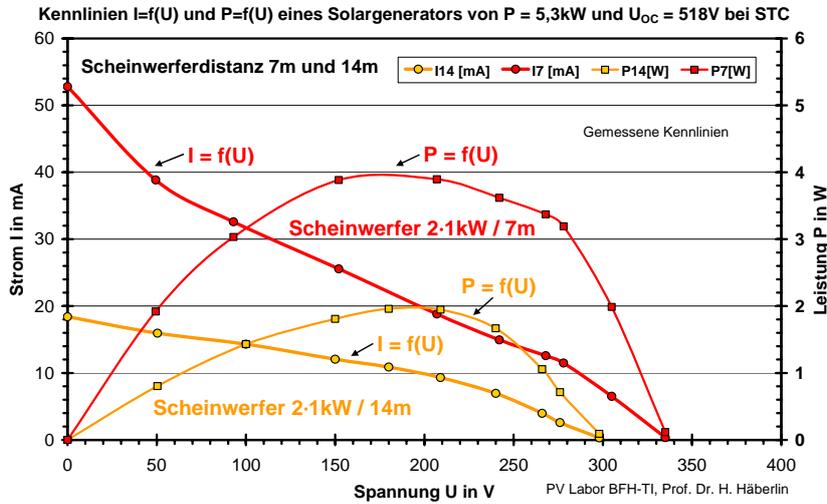
Situation am Solargenerator bei Beleuchtung des PV-Generators der Teilanlage West der PV-Testanlage der BFH-TI durch zwei Scheinwerfer von je 1 kW am 27.10.2010 im Abstand von wenigen Metern durch die Feuerwehr Burgdorf. Die vorne liegenden Module werden relativ stark (teilweise mit Bestrahlungsstärken von bis gegen 150 Lux) bestrahlt, die weiter entfernt liegenden Arrays in grösserem Abstand aber viel schwächer.



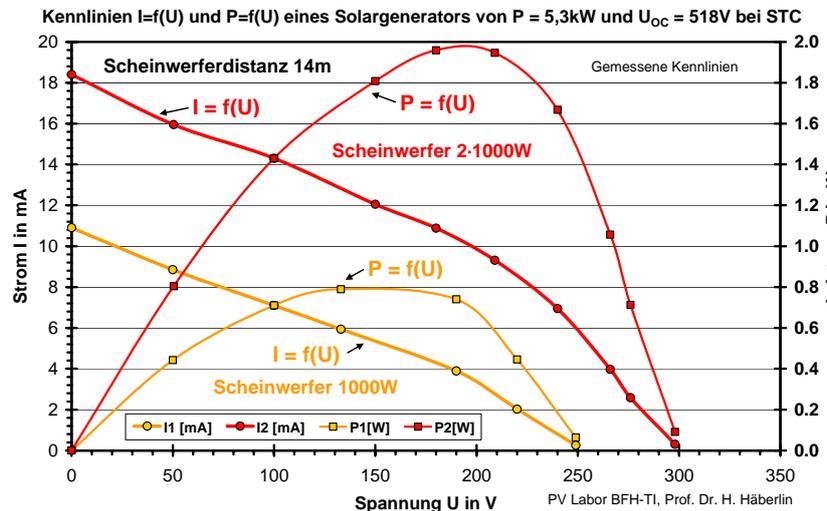
**Abb. 2:**

Detailaufnahme bei Beleuchtung des Solargenerators der Teilanlage West der PV-Testanlage der BFH-TI durch zwei Scheinwerfer von je 1 kW. Trotz dem Einsatz von zwei in leicht verschiedene Richtungen strahlenden Scheinwerfern ist es relativ schwierig, einen ausgedehnten Solargenerator einigermassen homogen zu bestrahlen.

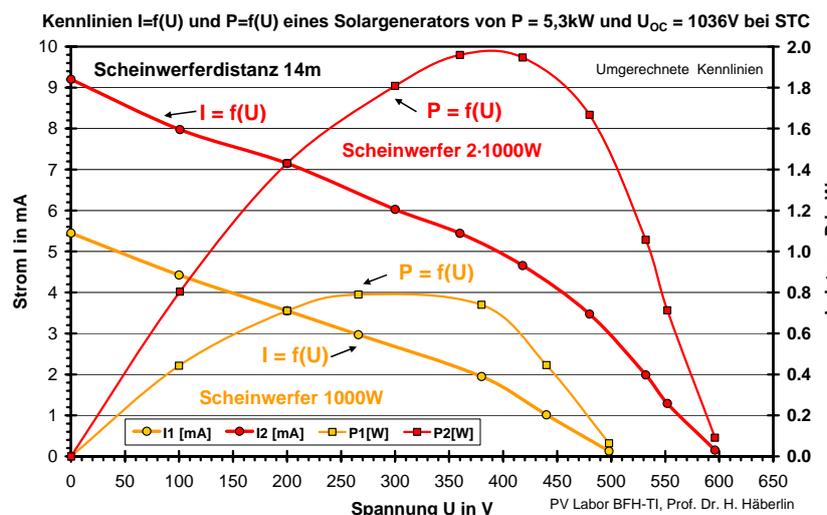
Die Abb. 3 bis 6 zeigen einige bei diesen Beleuchtungsversuchen gemessene I-U-Kennlinien von Teilgeneratoren. In den Abb. 3 bis 5 wurde ein Teilgenerator von 5,28 kW aus 96 Modulen Siemens M55 untersucht, der aus vier parallelen Strängen zu 24 Modulen in Serie (Abb. 3 und 4) resp. zwei parallelen Strängen zu 48 Modulen in Serie (Abb. 5) besteht.



**Abb. 3:** I-U- und P-U-Kennlinie eines Solargenerators aus 96 Modulen Siemens M55 (4 Stränge zu 24 Modulen in Serie) bei Bestrahlung mit 2 Halogenscheinwerfern von je 1 kW im Abstand von 7 m resp. 14 m.



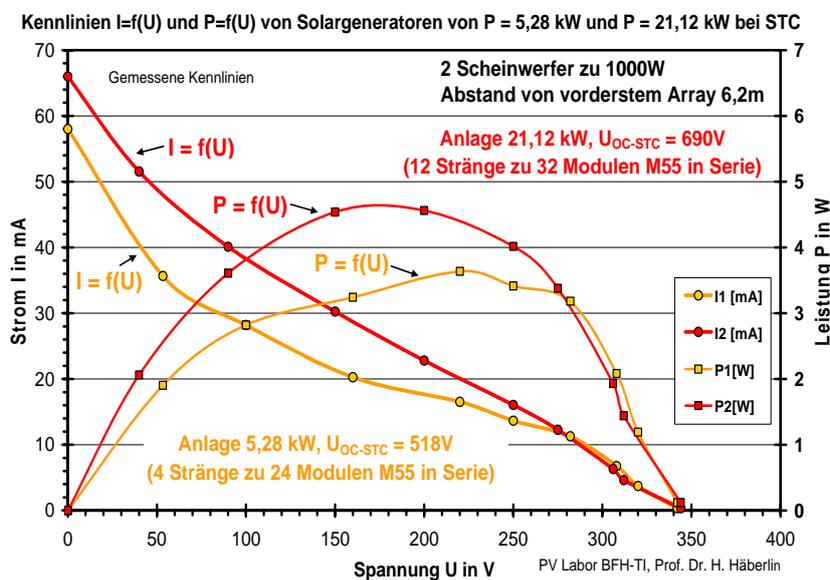
**Abb. 4:** I-U- und P-U-Kennlinie eines Solargenerators aus 96 Modulen Siemens M55 (4 Stränge zu 24 Modulen in Serie) bei Bestrahlung im Abstand von 14 m mit einem oder zwei Halogenscheinwerfern von 1 kW.



**Abb. 5:** I-U- und P-U-Kennlinie eines Solargenerators aus 96 Modulen Siemens M55 (2 Stränge zu 48 Modulen in Serie) bei Bestrahlung im Abstand von 14 m mit einem oder zwei Halogenscheinwerfern von 1 kW (aus den Messungen von Abb. 4 für diesen Fall umgerechnete Kennlinien). Die Spannungen sind zwar doppelt so gross, aber die Ströme nur noch halb so gross.

Die Bestrahlungsstärke bei einem Scheinwerfer ist proportional zur Leistung des Scheinwerfers und umgekehrt proportional zum Quadrat des Abstandes. Deshalb kann aus den Messergebnissen von Abb. 3 bis Abb. 5 (Versuche mit der Feuerwehr an Anlagegrössen, die typisch für ein Einfamilienhaus sind) geschlossen werden, dass bei nächtlicher Beleuchtung eines Schadenplatzes bei Einhaltung eines gewissen Minimalabstandes (z.B. 12 m bei einem Scheinwerfer von 1 kW, 17 m bei einem Scheinwerfer von 2 kW) bei einem Solargenerator die mögliche Leerlaufspannung höchstens etwa 60% von  $U_{OC-STC}$  und der mögliche Kurzschlussstrom höchstens etwa 0,1% von  $I_{SC-STC}$  beträgt.

In Abb. 6 wurde zusätzlich noch eine Messung mit einem Teilgenerator von 21,1 kW mit 12 Strängen zu 32 Modulen M55 eingefügt. Da in jedem Strang ein Teil der Module (mindestens 8) wesentlich weiter von den Scheinwerfern entfernt ist, steigt nur  $I_{SC}$  etwas,  $U_{OC}$  praktisch nicht.

**Abb. 6:**

I-U- und P-U-Kennlinie eines PV-Generators von 21,1 kW aus 384 Modulen M55 (12 Stränge zu 32 Modulen in Serie) im Vergleich zum PV-Generator von Abb. 3 und 4 bei Bestrahlung im Abstand von 6,2 m mit zwei Halogenscheinwerfern von 1 kW. Da in jedem Strang ein Teil der Module ( $\geq 8$ ) viel weiter von den Scheinwerfern entfernt ist, ist die Bestrahlungsstärke sehr inhomogen. Nur  $I_{SC}$  steigt etwas,  $U_{OC}$  praktisch nicht!

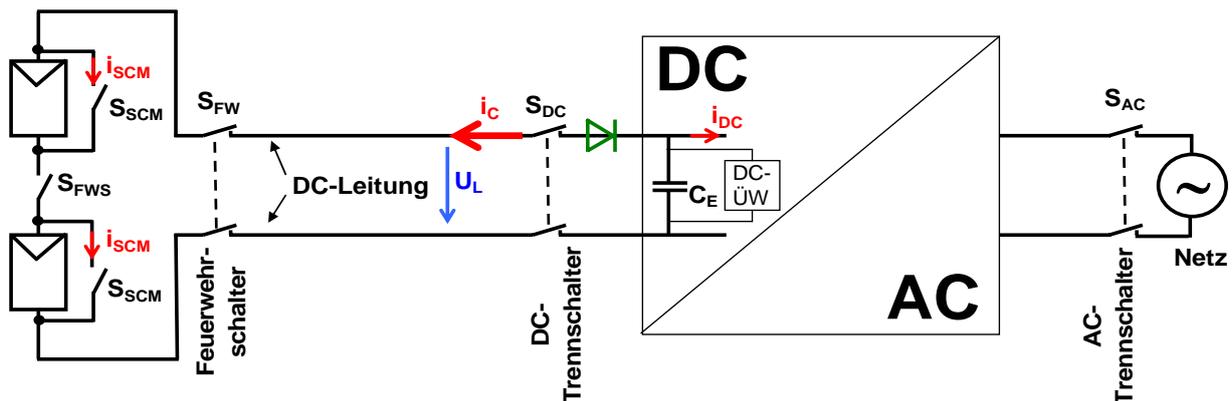
Bei grösseren Solargeneratoren ist es kaum möglich, mit Scheinwerfern eine genügend homogene Bestrahlungsstärke zustande zu bringen, so dass die Gefahr bei weitem nicht proportional zur Leistung ansteigt.

Von einem nächtlich durch Scheinwerfer beleuchteten Solargenerator allein (*ohne Verbindung mit einem Wechselrichter*) geht somit nur eine sehr geringe Gefahr aus. Auch die möglichen Ströme sind so klein, dass eine Zündung und Aufrechterhaltung von allfälligen Lichtbögen kaum denkbar ist.

In einer noch verschalteten Photovoltaikanlage (mit durchgeschaltetem DC-Trennschalter beim Wechselrichter!) kann sich allerdings der Eingangskondensator des Wechselrichters (bis einige 100  $\mu F$  bei dreiphasigen, bis einige 1000  $\mu F$  bei einphasigen Geräten) auf eine gewisse Spannung aufladen, die wegen der Belastung durch die DC-seitige Eingangsschaltung des Wechselrichters allerdings noch unter der durch die sehr geringe Bestrahlungsstärke bereits reduzierten Leerlaufspannung des PV-Generators liegen dürfte (Details über die Probleme mit Wechselrichter-Eingangskondensatoren siehe Kap. 4.1).

#### 4 Technische Möglichkeiten zur Reduktion der Spannung beim Feuerwehreinsatz

In einer verschalteten PV-Anlage (mit durchgeschaltetem DC-Trennschalter beim Wechselrichter!) befindet sich im Wechselrichter meist ein Eingangskondensator  $C_E$  direkt an den Eingangsklemmen (bis einige 100  $\mu\text{F}$  bei dreiphasigen, bis einige 1000  $\mu\text{F}$  bei einphasigen Geräten), der sich auf die Betriebsspannung auflädt. An diesem Eingangskondensator ist meist dauernd die DC-seitige Eingangsüberwachungsschaltung DC-ÜW des Wechselrichters angeschlossen. Abb. 7 zeigt ein Prinzipschema einer PV-Anlage mit verschiedenen Möglichkeiten zur DC-seitigen Spannungsreduktion bei Bränden, mit dem auch der Einfluss des Eingangskondensators  $C_E$  auf die Verhältnisse auf der DC-Leitung untersucht werden kann.



**Abb. 7:** Prinzipschema einer PV-Anlage mit verschiedenen Möglichkeiten zur DC-seitigen Spannungsreduktion bei Bränden.

Das Öffnen des DC-Trennschalters  $S_{DC}$  unterbricht den Stromfluss zum Wechselrichter, löscht eventuelle Serielichtbögen im Solargenerator und trennt den Eingangskondensator  $C_E$  von der DC-Leitung ab. Das Öffnen dieses Schalters ist im Brandfall deshalb immer sinnvoll. Die DC-Leitung und der PV-Generator werden aber dadurch nicht spannungsfrei, sondern es ist auf der Leitung bis zur Trennstelle immer noch eine Spannung (und bei Belastung auch ein mehr oder weniger grosser Strom) gemäss der sich auf Grund der aktuellen Bestrahlungsstärke ergebenden Solargeneratorkennlinie vorhanden. Wie bereits in Kap. 3 erwähnt, sind die möglichen Ströme bei Scheinwerferlicht in der Nacht sehr klein.

Wird die DC-Seite durch einen seriellen Feuerwehrschafter  $S_{FW}$  beim PV-Generator abgeschaltet, ist auf der Solargeneratorseite nur noch bis zur Trennstelle die Spannung und der Strom gemäss der sich auf Grund der aktuellen Bestrahlungsstärke ergebenden PV-Generator-Kennlinie vorhanden. Durch zusätzliche Schalter  $S_{FWS}$  in den Strängen kann erreicht werden, dass nach dem Auslösen dieser zusätzlichen Feuerwehrschafter die einzelnen Teile des Solargenerators Spannungen unter 120 V aufweisen.

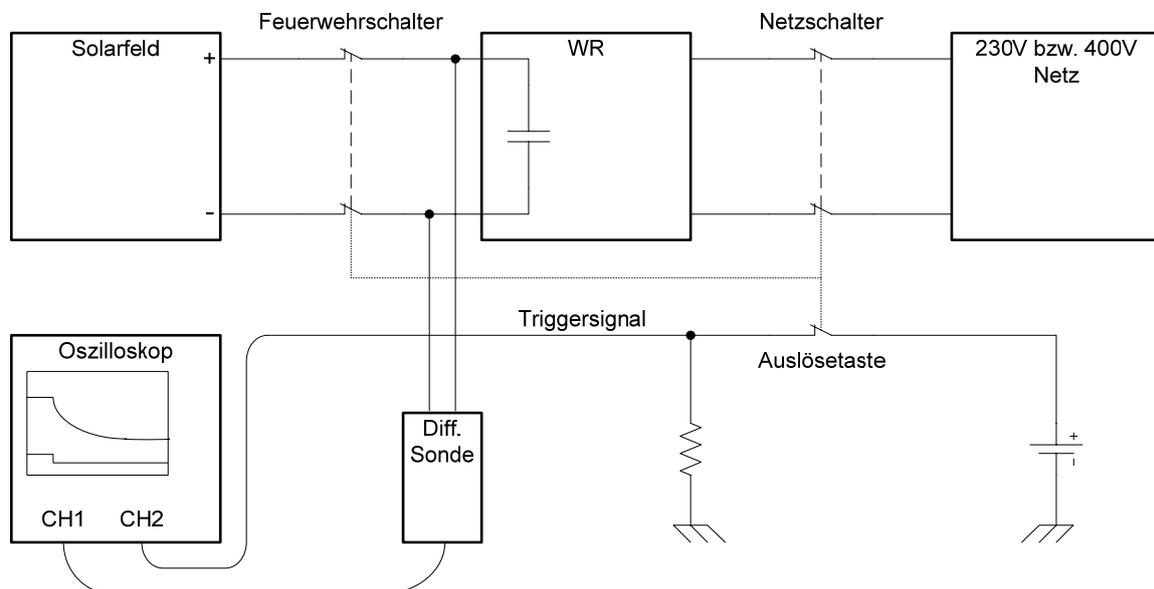
Auf der Wechselrichterseite des Schalters  $S_{FW}$  (also auch auf der Leitung) ist bei geschlossenem  $S_{DC}$  und fehlender Diode (grün) die Spannung über dem Eingangskondensator  $C_E$  vorhanden. Nach dem Abtrennen des PV-Generators durch Öffnen der Feuerwehrschafter ( $S_{FW}$  und/oder  $S_{FWS}$  oben beim PV-Generator) entlädt die DC-seitige Eingangsüberwachungsschaltung DC-ÜW im Wechselrichter langsam den Eingangskondensator  $C_E$ . Dies kann einige Sekunden bis Minuten dauern. Während dieser Zeit ist in diesem Fall auf der Leitung immer noch eine gewisse, langsam sinkende Spannung  $U_L$  vorhanden, die zu Beginn noch eine gewisse Gefahr darstellen kann.

Durch eine Diode (grün) beim oder im Wechselrichter (oder auch durch gleichzeitiges Öffnen von  $S_{DC}$ ) wird die DC-Leitung nach dem Öffnen der Feuerwehrscharter sofort spannungsfrei, die Diode hat aber zusätzliche Verluste und muss gekühlt werden.

Einige Hersteller wollen die einzelnen Module im Katastrophenfall (mit Schaltern  $S_{SCM}$ ) direkt am Modul kurzschliessen. Diese Lösung kann an PV-Generatoren mit nur wenigen parallelen Strängen *ohne angeschlossenen Wechselrichter* durchaus funktionieren. Diese Kurzschlusschalter werden aber die Module nie alle gleichzeitig kurzschliessen. Beim Kurzschliessen der Module in einer PV-Anlage mit angeschlossenem Wechselrichter werden diese Kurzschlusschalter  $S_{SCM}$  (besonders der zuletzt schliessende pro Strang!) durch einen hohen Entlade-Kurzschlussstrom  $i_C$  aus dem Kondensator  $C_E$  (und ggf. auch noch zusätzlich durch Rückströme aus noch nicht kurzgeschlossenen parallelen Strängen) beansprucht. Die dabei freigesetzte Energie kann beträchtlich sein (Bsp.: Gespeicherte Energie bei einem auf 700 V aufgeladenen Kondensator von 2000  $\mu\text{F}$ : 490 J!). Abhilfe ist durch eine Diode (grün) beim / im Wechselrichter, durch gleichzeitiges Öffnen von  $S_{DC}$ , ein gleichzeitig geöffnetes Eingangsrelais oder -schütz im Wechselrichter oder durch Strangdioden möglich.

#### 4.1 Typischer zeitlicher Verlauf der Kondensatorspannung nach dem Abschalten

Wie bereits erwähnt, ist am DC-Eingang des Wechselrichters auch nach dem Abschalten der Gleichstromseite durch einen Feuerwehrscharter wegen der auf dem Eingangskondensator gespeicherten Ladung noch während einer gewissen Zeit eine DC-Spannung vorhanden. Um darüber einige praktische Erfahrungen zu gewinnen, wurden mit sieben Wechselrichtern von verschiedenen Herstellern und mit verschiedenen Schaltungskonzepten (ein- und dreiphasig, mit und ohne Trafo) entsprechende Versuche im Labor durchgeführt.



**Abb. 8:** Für die Abschaltversuche verwendete Messschaltung.

- Es wurden jeweils mehrere Versuche durchgeführt (Fälle 1 bis 3 bei Nennleistung):
- (1) Abschaltung des Netzes vor dem Feuerwehrscharter (simuliert Abschaltverzögerung)
  - (2) Gleichzeitige Abschaltung des Netzschalters und des Feuerwehrscharters
  - (3) Abschaltung des Feuerwehrscharters allein (Netzabschaltung später)
  - (4) Simulierte nächtliche Abschaltung bei starkem Scheinwerferlicht ( $I_{SC} = 60 \text{ mA}$ )

Damit ist neben theoretischen Überlegungen auch eine Abschätzung auf Grund praktischer Versuche möglich, wie lange wegen der Kondensator-Restladung noch gefährliche Spannungen vorhanden sein können.

Beim Fall (1) schaltet der Wechselrichter nach dem Netzausfall sofort ab und  $C_E$  wird praktisch auf die Leerlaufspannung  $U_{OC}$  aufgeladen. Nach dem Öffnen des Feuerweherschalters  $S_{FW}$  in Abb. 7 wird der Kondensator wegen der Belastung durch die DC-Eingangüberwachung (DC-ÜW in Abb. 7) langsam entladen (bei hoher Spannung meist etwas langsamer, dann mit sinkender Spannung etwas schneller). Falls die DC-Eingangüberwachung über einen relativ effizienten internen Tiefsetzsteller gespeist wird und nur wenige Watt Leistung benötigt, kann auf Grund der im Kondensator gespeicherten Energie die mögliche Dauer einer solchen Speisung aus dem Kondensator abgeschätzt werden. Bei einer gespeicherten Energie von 500 J und einer benötigten Leistung von 5 W ergibt sich beispielsweise eine maximal mögliche Speisungsdauer von  $< 100$  s ( $C_E$  kann ja nicht vollständig entladen werden).

Beim Fall (2) schaltet der Wechselrichter nach dem Netzausfall sofort ab und  $C_E$  startet die Entladung bei der ursprünglich vorhandenen Betriebsspannung  $U_{MPP} < U_{OC}$ , weil das Öffnen des Feuerweherschalters  $S_{FW}$  gleichzeitig erfolgt ist.

Beim Fall (3) läuft der Wechselrichter nach dem Öffnen des Feuerweherschalters  $S_{FW}$  noch kurz weiter und entlädt  $C_E$  sehr rasch auf die minimale Spannung, bei welcher ein Wechselrichterbetrieb noch möglich ist und schaltet danach aus. Danach erfolgt die weitere Entladung sehr langsam wieder durch die DC-Eingangüberwachung (DC-ÜW in Abb. 7). Dieser Fall wäre in den meisten Fällen ideal für eine möglichst schnelle Entladung des Kondensators.

Bei Fall (4) läuft der Wechselrichter meist noch nicht und versucht höchstens ab und zu, ob die an  $C_E$  vorhandene (wegen der sehr schwachen Bestrahlung stark reduzierte) Spannung (siehe Kap. 3) für einen Betrieb genügend belastbar ist. Die Entladung startet deshalb von einer tieferen Spannung und dauert weniger lange.

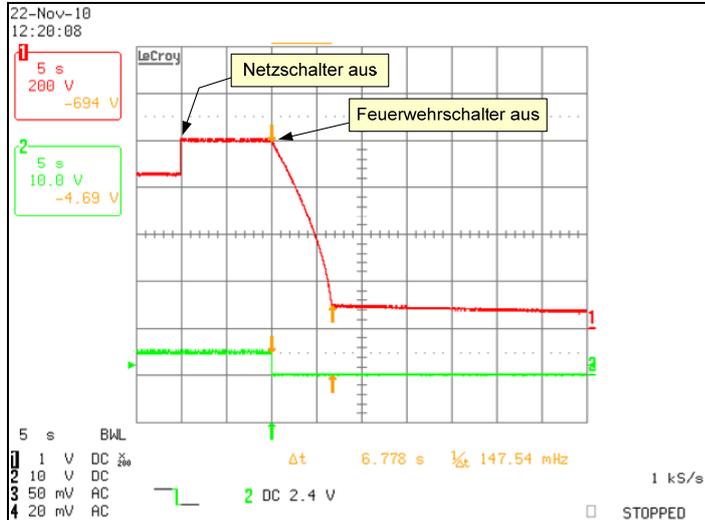
Es wurden insgesamt sieben im Photovoltaiklabor von früheren Tests noch vorhandene Wechselrichter von verschiedenen Herstellern untersucht, die gerade nicht in Langzeit-Messprojekten eingesetzt waren:

- Solarmax 15MT (dreiphasig, trafolos, Nullserienmodell) von Sputnik
- Solarmax 6000C (einphasig, trafolos) von Sputnik
- Sunny Boy 3800 (einphasig, mit Trafo) von SMA
- Convert 6T (dreiphasig, trafolos) von Solarfabrik (Hersteller Kostal)
- AT5000 (einphasig, trafolos) von Sunways
- IG 40 (einphasig, mit Trafo) von Fronius
- SMC 8000TL (einphasig, trafolos) von SMA

Da es aus Platzgründen zu weit führen würde, alle Testergebnisse hier anzugeben, werden zur Illustration der Problematik exemplarisch nur die Ergebnisse des dreiphasigen Wechselrichters Solarmax 15MT und des einphasigen Wechselrichters SMC 8000TL dargestellt.

Dreiphasige Wechselrichter benötigen im Verhältnis zu ihrer Leistung nur eine relativ kleine Eingangskapazität, die primär zum Ausgleich von verbleibenden Unsymmetrien zwischen den in die einzelnen Phasen eingespeisten Leistungen dient. Deshalb wird beim Solarmax 15MT die Eingangskapazität  $C_E$  rasch entladen und die Spannung an ihr erreicht nach wenigen Sekunden ungefährliche Werte (siehe Abb. 9 bis 11 sowie 15 und 16).

Einphasige Wechselrichter benötigen dagegen eine wesentlich grössere Eingangskapazität. Eine zu kleine Eingangskapazität verschlechtert nämlich den MPP-Tracking-Wirkungsgrad  $\eta_{MPPT}$  [2]. Der SMC 8000TL mit seiner Nennleistung von 8 kW besitzt deshalb eine ziemlich grosse Eingangskapazität. Es dauert deshalb relativ lange (bis gegen 90s), bis die Spannung an der Eingangskapazität  $C_E$  auf ungefährliche Werte gesunken ist (Abb. 12 bis 14 und 17).

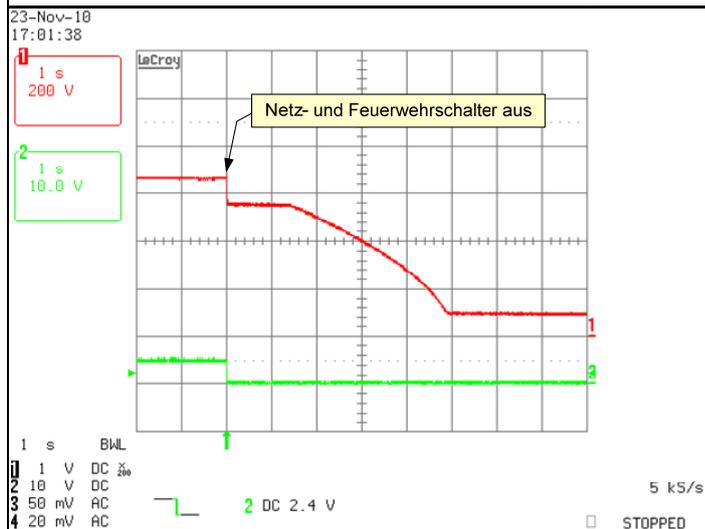


**Abb. 9:**

Fall (1): Netztrennung mit verzögerter (10s) DC-Trennung durch Feuerwehrscharter am SolarMax 15MT bei einer Betriebsspannung von 650 V,  $U_{OC} = 810$  V und  $I_{SC} = 25$  A.

CH1: DC-Spannung [200V/div];  
CH2: Triggersignal [10V/Div];  
Zeitmassstab 5s/Div.

Bei diesem dreiphasigen Wechselrichter mit relativ kleinem  $C_E$  unterschreitet die DC-Spannung bereits 6,8 s nach dem Öffnen des Schalters den Grenzwert von 120 V.

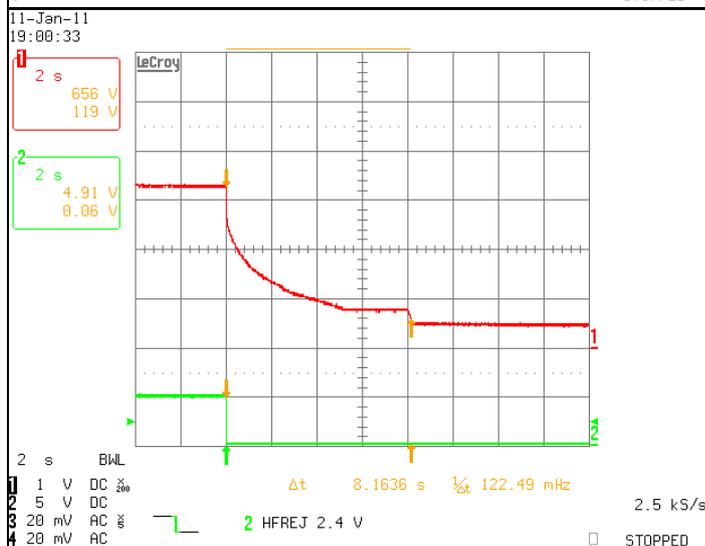


**Abb. 10:**

Fall (2): Gleichzeitige Trennung von Netzschalter und Feuerwehrscharter am SolarMax 15MT bei einer Betriebsspannung von 650 V,  $U_{OC} = 810$  V und  $I_{SC} = 25$  A.

CH1: DC-Spannung [200V/div];  
CH2: Triggersignal [10V/Div];  
Zeitmassstab 1s/Div.

Es dauert nur noch etwa 4,8 s, bis die Spannung an  $C_E$  auf 120 V gesunken ist.

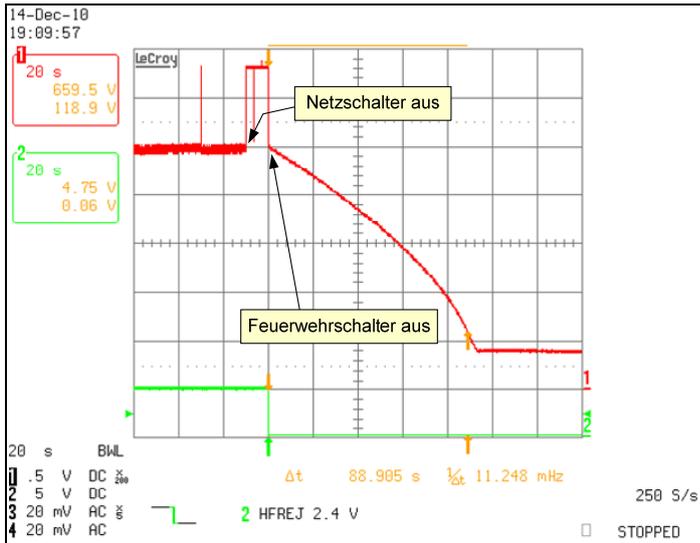


**Abb. 11:**

Fall (3): Trennung des Feuerwehrscharters bei noch laufendem Netz am SolarMax 15MT bei einer Betriebsspannung von 650V,  $U_{OC} = 810$  V und  $I_{SC} = 25$  A.

CH1: DC-Spannung [200V/Div];  
CH2: Triggersignal [5V/Div];  
Zeitmassstab 2s/Div.

Es dauert etwa 8,2 s, bis die Spannung an  $C_E$  auf 120 V gesunken ist.

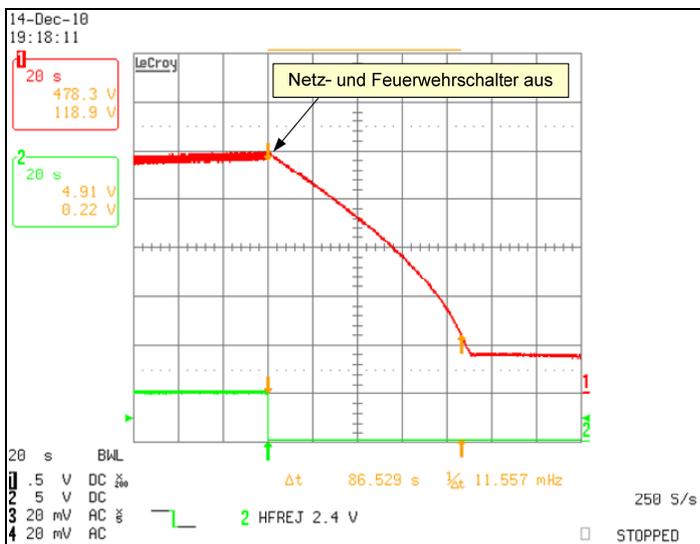


**Abb. 12:**

Fall (1): Netztrennung mit verzögerter (10s) DC-Trennung durch Feuerwehrscharter am SMC 8000TL bei einer Betriebsspannung von 525 V,  $U_{OC} = 656$  V und  $I_{SC} = 16$  A.

CH1: DC-Spannung [100V/div];  
CH2: Triggersignal [5V/Div];  
Zeitmassstab 20s/Div.

Bei diesem grossen einphasigen Wechselrichter wird ein grosser Eingangskondensator  $C_E$  benötigt. Deshalb dauert es etwa 89 s, bis die Spannung an  $C_E$  auf 120 V gesunken ist.

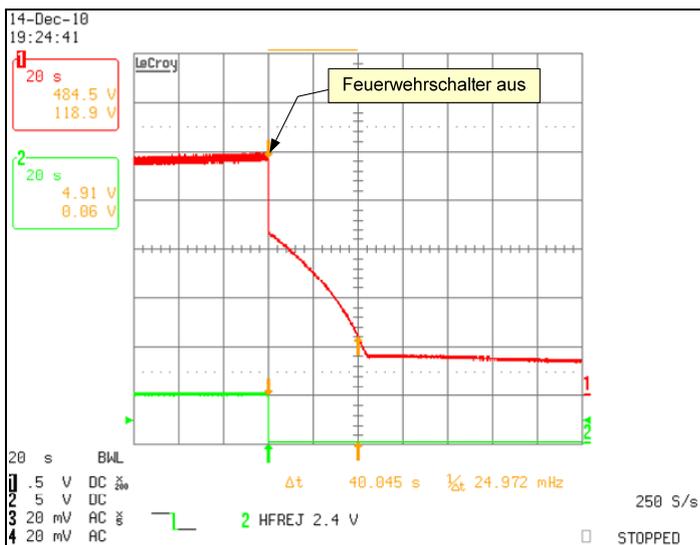


**Abb. 13:**

Fall (2): Gleichzeitige Trennung von Netzschalter und Feuerwehrscharter am SMC 8000TL bei einer Betriebsspannung von 525V,  $U_{OC} = 656$  V und  $I_{SC} = 16$  A.

CH1: DC-Spannung [100V/div];  
CH2: Triggersignal [5V/Div];  
Zeitmassstab 20s/Div.

Es dauert etwa 86 s, bis die Spannung an  $C_E$  auf 120 V gesunken ist.



**Abb. 14:**

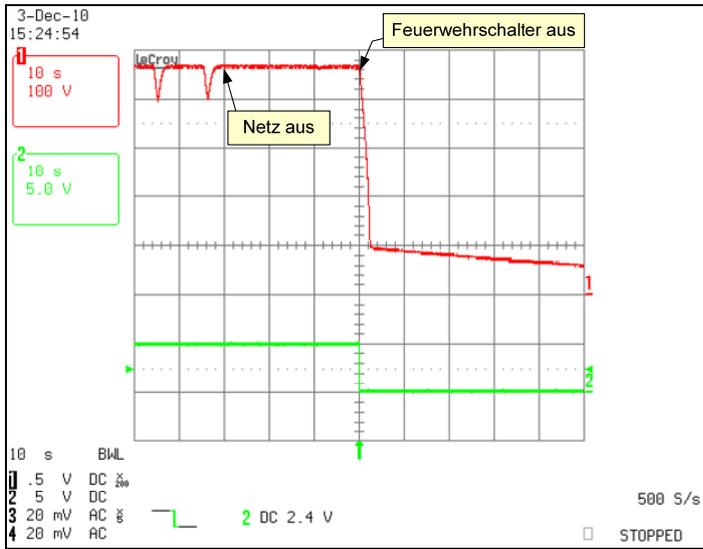
Fall (3): Trennung des Feuerwehrscharters bei noch laufendem Netz am SMC 8000TL bei einer Betriebsspannung von 525V,  $U_{OC} = 656$  V und  $I_{SC} = 16$  A.

CH1: DC-Spannung [100V/Div];  
CH2: Triggersignal [5V/Div];  
Zeitmassstab 20s/Div.

Es dauert nur noch etwa 40 s, bis die Spannung an  $C_E$  auf 120 V gesunken ist.

Das Netz würde hier am besten kurz nach dem Feuerwehrscharter abgeschaltet, dann entlädt der zunächst noch laufende Wechselrichter  $C_E$  auf die minimal mögliche Betriebsspannung.

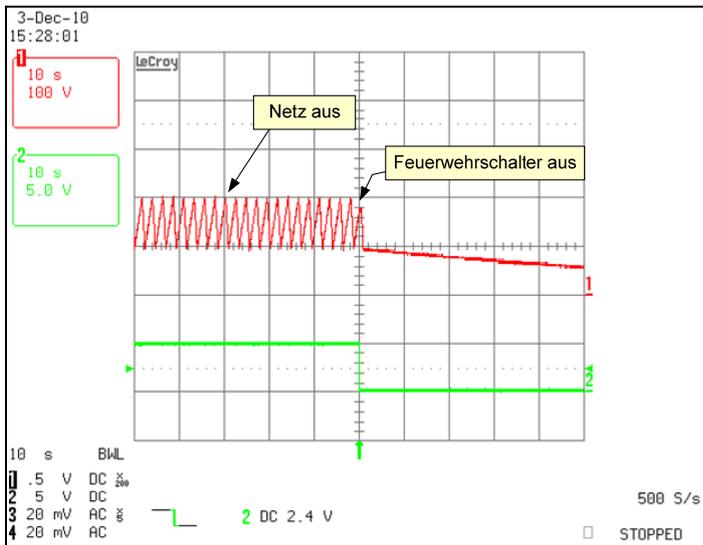
Die Abbildungen 15, 16 und 17 zeigen die Situation bei simulierter nächtlicher Beleuchtung durch Schwachlicht (z.B. mit starken Scheinwerfern, siehe Kap. 3). Die Wechselrichter laufen wegen der zu geringen Solargeneratorleistung in beiden Fällen nicht.



**Abb. 15:**

Fall (4): Verlauf der DC-Eingangsspannung am Solarmax15MT bei simuliertem nächtlichem Schwachlichtbetrieb nach Öffnen des Feuerwehrscharters (30 s nach Trennung vom Netz, PV-Generator mit  $U_{OC} = 500\text{ V}$ ,  $I_{SC} = 60\text{ mA}$ , WR speist auch bei vorhandenem Netz nicht ein, maximale Spannung am Kondensator  $C_E$  wegen Belastung durch DC-ÜW etwas  $< U_{OC}$ ).  
CH1: DC-Spannung [100V/div];  
CH2: Triggersignal [5V/Div];  
Zeitmassstab 10s/Div.

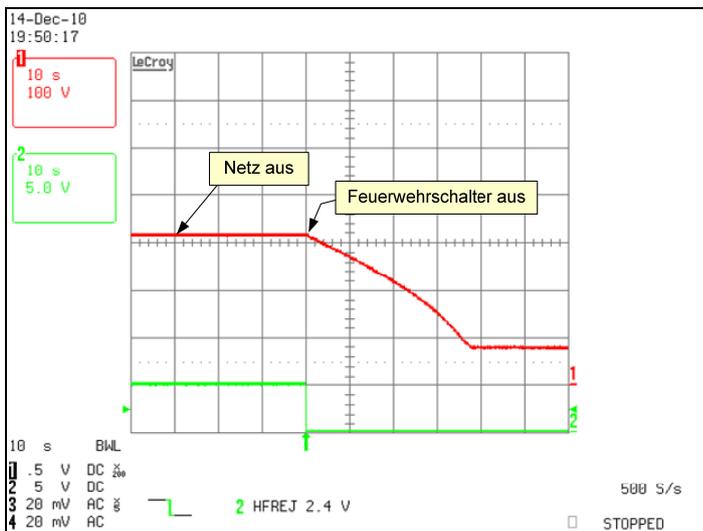
Bei diesem dreiphasigen Wechselrichter mit relativ kleinem  $C_E$  dauert es nur noch etwa 2 s, bis die Spannung an  $C_E$  auf 120 V gesunken ist.



**Abb. 16:**

Fall (4): Verlauf der DC-Eingangsspannung am Solarmax15MT bei simuliertem nächtlichem Schwachlichtbetrieb nach Öffnen des Feuerwehrscharters (30 s nach Trennung vom Netz, PV-Generator mit  $U_{OC} = 500\text{ V}$ , aber  $I_{SC} = 20\text{ mA}$ , WR speist auch bei vorhandenem Netz nicht ein). Wegen des kleineren  $I_{SC}$  ist die maximale Spannung an  $C_E$  wegen Belastung durch DC-ÜW  $\ll U_{OC}$ , (Belastungsversuche durch WR deutlich sichtbar).  
CH1: DC-Spannung [100V/div];  
CH2: Triggersignal [5V/Div];  
Zeitmassstab 10s/Div.

Es dauert nur 1 s, bis die Spannung an  $C_E$  auf unter 120 V gesunken ist.



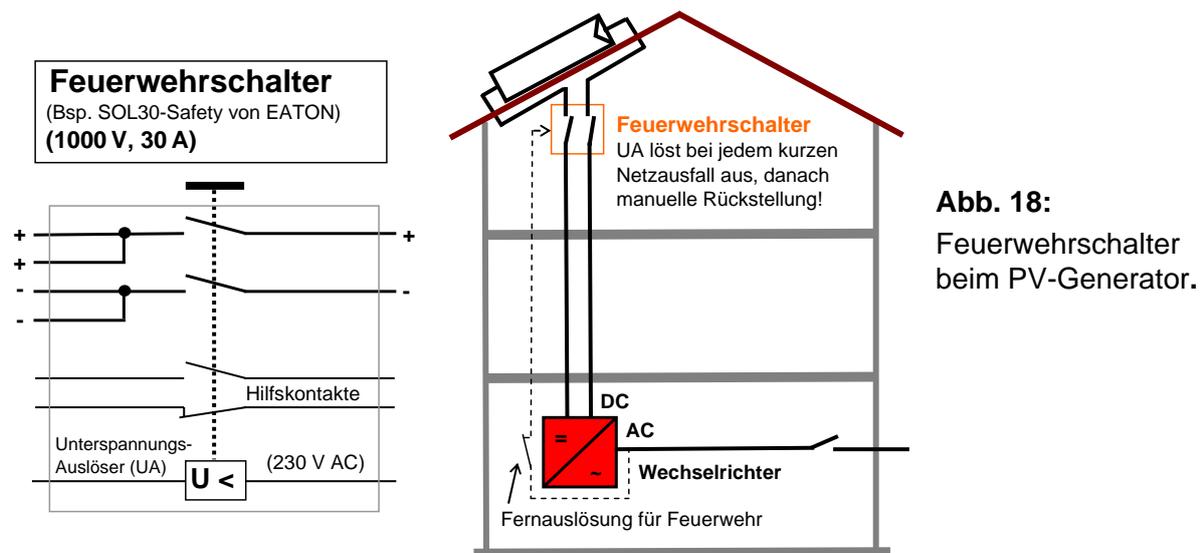
**Abb. 17:**

Fall (4): Verlauf der DC-Eingangsspannung am SMC 8000TL bei simuliertem nächtlichem Schwachlichtbetrieb nach Öffnen des Feuerwehrscharters (30 s nach Trennung vom Netz, PV-Generator mit  $U_{OC} = 328\text{ V}$ ,  $I_{SC} = 60\text{ mA}$ , WR speist auch bei vorhandenem Netz nicht ein).  
CH1: DC-Spannung [100V/div];  
CH2: Triggersignal [5V/Div];  
Zeitmassstab 10s/Div.

Bei diesem grossen einphasigen Wechselrichter mit einem grossen  $C_E$  dauert es auch hier noch etwa 34 s, bis die Spannung an  $C_E$  auf unter 120 V gesunken ist.

## 4.2 Serielle Feuerwehrscharter

Bei PV-Anlagen mit Wechselrichtern in grösserer Entfernung vom PV-Generator kann unmittelbar beim Solargenerator ein Feuerwehrscharter mit Unterspannungsauslöser (UA) angebracht werden, der bei Betätigung der Feuerwehr-Fernauslösung oder nach dem Abschalten des Netzes durch die Feuerwehr die DC-Leitungen im Gebäude frei schaltet. Dies erfordert aber nach jedem (auch kurzen) Netzausfall (z.B. in Gewittern) eine manuelle Wiedereinschaltung. Mindestens eine Überbrückung kurzzeitiger Netzausfälle wäre sinnvoll. Noch besser wäre natürlich die Verwendung von DC-Relais oder DC-Schützen, die nach Netzausfällen wieder selbst einschalten, diese benötigen aber dauernd etwas mehr Leistung.



Ein derartiger Feuerwehrscharter könnte ideal mit einem Lichtbogendetektor [2], [3], [4], [5] kombiniert werden. Er wäre auch bei vielen bestehenden Anlagen nachrüstbar. Um Probleme mit Überspannungen bei nahe gelegenen Blitzeinschlägen zu vermeiden, müsste die Steuerleitung jedoch unmittelbar bei der DC-Ableitung angeordnet werden [2], was in der Praxis gewisse Probleme bereiten dürfte. Pro MPP-Tracker-Eingang wird ein solcher Feuerwehrscharter benötigt, d.h. bei grösseren Anlagen entstehen zusätzliche Kosten.

Eine Variante dieses Feuerwehrscharter, die von ABB vorgeschlagen wird, trennt mit weiteren Schaltern ( $S_{FWS}$  in Abb. 7) die einzelnen Stränge zusätzlich in Sektionen mit Spannungen unter 120 V auf und soll mit einem Hilfsmotor ferngesteuert wieder eingeschaltet werden können. Dieses Konzept (allerdings mit manueller Rückstellung) wurde bereits 1994 bei der PV-Testanlage der BFH-TI mit Sicherungsautomaten QDC mit Unterspannungsauslösern der damaligen Firma CMC realisiert. Der zusätzliche Aufwand (auch bezüglich Verdrahtung) gegenüber konventionellen Anlagen ist allerdings beträchtlich.

## 4.3 Modulwechselrichter

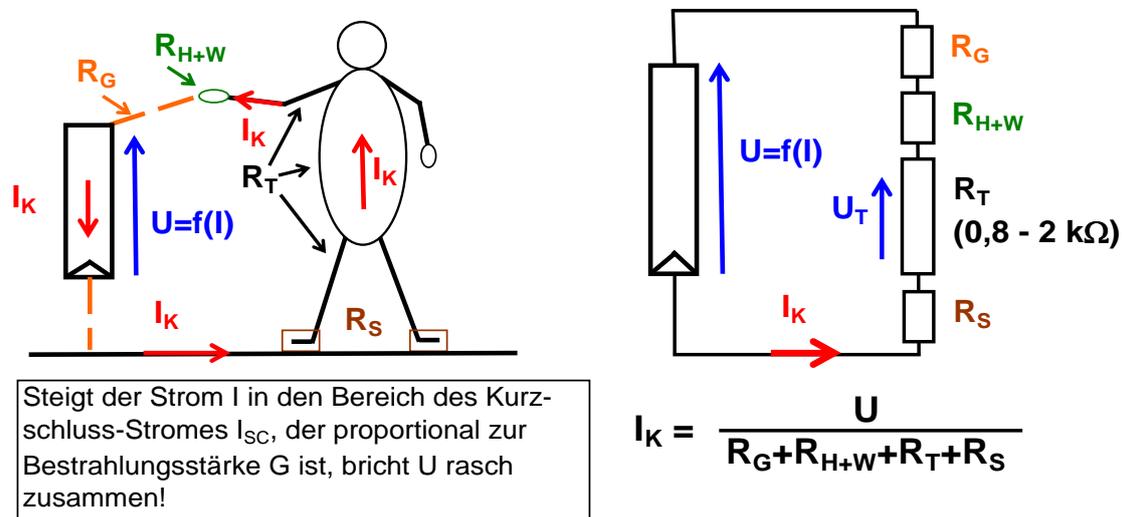
Beim Einsatz von Modulwechselrichtern entfällt eine DC-Verkabelung mit hohen Spannungen, es ist nur eine normale AC-Verkabelung vorhanden, die bei Abschaltung des Netzes spannungsfrei wird. Ein wichtiges Problem ist dabei die Zuverlässigkeit dieser Geräte und der längerfristige Unterhalt von solchen Anlagen dürfte anspruchsvoller sein.

#### 4.4 Leistungsoptimierer / spezielle Modulüberwachungsgeräte auf Modulebene

Von verschiedenen Herstellern (z.B. SolarEdge, TIGO) werden sogenannte Leistungs-optimierer angeboten, die versuchen, auch bei Teilbeschattungen aus jedem Strang die maximale Leistung zu gewinnen. Sie benützen eine spezielle Kommunikation mit einem Spezial-Wechselrichter oder einem Steuergerät (z.B. mit PLC oder drahtlos (2,4GHz)) und *schliessen die Module beim Fehlen dieser Kommunikation kurz*. Dies ist wegen der auf den Eingangskondensatoren der Wechselrichter gespeicherten Ladungen jedoch nicht unproblematisch (siehe Kap. 4.1). Von anderen Herstellern werden auch entsprechende Modulüberwachungs- oder Abschaltgeräte ohne die Leistungs-optimierer-Funktion mit separaten Steuerleitungen angeboten (z.B. Solarmicron, Solteq), was auch gewisse Probleme mit dem Blitzschutz zur Folge haben kann. Bei all diesen Geräten bindet man sich an einen ganz bestimmten Hersteller, dessen längerfristige Existenz nicht gesichert ist. Im Falle von Problemen in der Anlage wird die Sache kompliziert, da die Zuständigkeiten bei Problemen und Unterhalt (Installateur, Hersteller der Leistungs-optimierer/Modulüberwachungsgeräte oder Modulhersteller ?) ziemlich kompliziert werden, so dass der langfristige Unterhalt von solchen Anlagen viel anspruchsvoller sein dürfte.

#### 5 Situation im Feuerwehreinsatz

Im Gegensatz zur Normalbevölkerung *verfügen Feuerwehrlaute im Einsatz über wirksame Schutzbekleidung* (Handschuhe, schwere Stiefel). Zudem sind Solargeneratoren meist nicht starr geerdet, sondern höchstens über einen hochohmigen Widerstand. Auch der Wasserstrahl beim Löschen oder Werkzeuge stellen einen zusätzlichen Widerstand dar. Abb. 19 zeigt die entsprechende Situation bei direkter Berührung eines Solargenerators, der durch einen bereits aufgetretenen Fehler geerdet ist (links reale Situation, rechts elektrisches Ersatzschema).



**Abb. 19: Situation bei Berührung eines PV-Generators**

- $U$  Spannung am Solargenerator (PV-Generator)
- $R_G$  Widerstand der Verbindung zum PV-Generator (inkl. Innenwiderstand des PV-Generators und Widerstand PV-Generator-Erde)
- $R_{H+W}$  Widerstand von Handschuh und Werkzeugen
- $R_T$  Gesamt-Widerstand des Körpers und Extremitäten (typisch  $\geq 800\Omega$ )
- $R_S$  Widerstand der Stiefel + Erdübergangswiderstand

Es ist zu erkennen, dass in Serie zum Körperwiderstand des Feuerwehrmanns noch weitere Widerstände geschaltet sind, welche den fließenden Körperstrom limitieren. Bei korrekter Bekleidung und korrektem Vorgehen dürfte deshalb auch bei Spannungen, die deutlich über 120 V liegen, in der Praxis kaum eine wirkliche Gefährdung auftreten. Gespräche mit verantwortlichen Kadern der Feuerwehr in der Schweiz haben ergeben, dass in Gebäuden sehr oft auch Einsätze ohne vorheriges Abschalten der AC-Niederspannung von 230V durchgeführt werden, ohne dass eine grosse Gefährdung der Einsatzkräfte auftritt.

Da Gleichstrom (DC) etwa 4 – 5 mal weniger gefährlich ist als Wechselstrom und zudem keine Loslassgrenze vorhanden ist (siehe Tabelle 1), kann daraus geschlossen werden, dass bezüglich der Gefahren durch elektrischen Schlag DC-Spannungen von 900 bis 1000 V durchaus vergleichbar mit einem Einsatz bei nicht abgeschaltetem 230 V/400 V-Netz sind. Beim Löschen von Bränden an Gebäuden mit PV-Anlagen mit Wasser (1 m mit Sprühstrahl, 5 m mit Vollstrahl) besteht deshalb auch eine zusätzliche Sicherheitsreserve! Es wäre allerdings sinnvoll, wenn bei PV-Anlagen auf Gebäuden trotzdem nicht allzu hohe Spannungen eingesetzt würden, sondern wenn man sich auf Spannungen von einigen 100 V beschränken würde, nicht nur in Hinblick auf einen allfälligen Feuerwehreinsatz, sondern auch auf allfällig in der Zukunft notwendige Unterhaltsarbeiten an der Anlage und auf dem Dach.

## 6 Schlussbemerkungen

Mit den im Kap. 4 kurz vorgestellten technischen Lösungen ist es im Prinzip möglich, die Sicherheit der Einsatzkräfte im Brandfall zu erhöhen, wenn im Katastrophenfall (z.B. nach vielen Jahren bis Jahrzehnten!) die eingesetzte Technik (in der vom Brand entwickelten Hitze und mit den dadurch an ihr selbst verursachten Schäden!) auch wirklich wie ursprünglich vorgesehen funktioniert. Dieses Zuverlässigkeitsproblem dürfte besonders bei elektronischen Lösungen in Modulen eher problematisch sein. Es ist aber auch bei mechanischen Schaltern nicht sicher gewährleistet, ob in einem durch Hitze schwer beschädigten Feuerwehrscharter die Trennung sicher funktioniert oder ob nicht doch noch irgendwelche zufällig entstandene Verbindungen vorhanden sind. Auf jeden Fall erhöht der zusätzlich erforderliche Aufwand die Kosten und reduziert die Zuverlässigkeit und die Wartbarkeit der Anlage.

Im Sinne einer Minimierung des Risikos wäre es zweckmässig, Gebäude mit PV-Anlagen in geeigneter Weise zu markieren (z.B. beim Hausanschlusskasten), denn eine Gefahr, auf die man vorbereitet und deren man sich bewusst ist, ist schon viel weniger bedrohlich.

Zur Minimierung des Restrisikos sollten vorhandene Mittel zur Reduktion der Gefahr auf der DC-Seite nach Möglichkeit eingesetzt werden (z.B. Öffnen des meist direkt bei oder im Wechselrichter befindliche DC-Schalters  $S_{DC}$  und auch eines allfälligen vorhandenen Feuerwehrscharters  $S_{FW}$  in Abb. 7). Einrichtungen zum Kurzschliessen der Module sollten aber nur nach geöffnetem DC-Schalter  $S_{DC}$  oder bei vorhandenen (Strang-)Dioden aktiviert werden (Problematik siehe Anfang des Kap. 4). Wenn nur ein Feuerwehrscharter  $S_{FW}$  geöffnet werden konnte, nicht jedoch  $S_{DC}$ , sollte bei fehlender Eingangsdiode vor allfälligen Arbeiten im Bereich der DC-Leitung etwa 2 - 5 Minuten gewartet werden, damit sich die Spannung am Kondensator  $C_E$  und damit auch auf der Leitung auf ungefährliche Werte abbauen kann.

Besonders bei kleineren PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern (z.B. bis etwa 10 kW) bestehen bei korrektem Vorgehen der Einsatzkräfte (Tragen der üblichen Schutzkleidung) auch ohne spezielle technische Schutzeinrichtungen bezüglich des elektrischen Schlages keine grösseren Gefahren, als wenn in einem Gebäude ohne abgeschaltete 230V/400V Stromversorgung gearbeitet wird. Nach Aussagen von Vertretern der Berufsfeuerwehr Bern ist dies für gut ausgebildete Berufsfeuerwehrlaute unproblematisch. Wie in Kap. 5 erwähnt, ist ein Löscheinsatz mit Wasser bei Einhaltung der vorgeschriebenen Mindestabstände (1 m mit Sprühstrahl, 5 m mit Vollstrahl) immer möglich. Wichtig ist, dass immer die übliche Schutzkleidung und Handschuhe und Werkzeuge mit langen isolierenden Stielen verwendet wird. Natürlich sind die übrigen Gefahren der PV-Module (z.B. Bersten des Glases, Abgleiten) zu beachten. In der Nacht sind die Gefahren auch bei Restlicht auf der Anlage viel kleiner.

*Eine seltenere, aber auch zu beachtende Gefahr besteht bei Überschwemmungen:*

Bei Wechselrichtern in überschwemmten Räumen besteht vor allem tagsüber eine höhere Gefahr durch allfällig noch unter Spannung stehende DC-Leitungen der PV-Anlage. An blanken, unter Wasser stehenden Metallteilen (Klemmen, beschädigte Leiter) kann sich das Wasser durch Elektrolyse zersetzen. Dies führt zu Gasentwicklung (Knallgas) und einer lokalen Erhöhung der Leitfähigkeit des Wassers. In solchen Fällen wäre eine Abschaltung der DC-Seite durch einen Feuerwehrscharter in Modulnähe sehr sinnvoll. Überflutete Bereiche dürfen nicht betreten werden und es ist genügend Abstand einzuhalten, ausser wenn die AC-Seite und die DC-Seite durch einen modulnahen Feuerwehrscharter  $S_{FW}$  abgeschaltet wurde.

### **Wichtiger Hinweis**

Dieser Beitrag wurde auf Grund unserer langjährigen Erfahrung auf dem Gebiet Photovoltaik-Systemtechnik unter Verwendung der verfügbaren Unterlagen über elektrische Sicherheit mit grosser Sorgfalt erarbeitet und stellt den aktuellen Stand des Wissens der Autoren dar. Dabei wurde auch die bei uns verfügbare Literatur, Kontakte mit PV-Forschern in Deutschland, Handlungsempfehlungen von Feuerwehren beim Löscheinsatz bei PV-Anlagen und Gespräche mit Verantwortlichen von Feuerwehren über die Einsatzpraxis berücksichtigt. Eine Haftung für inhaltliche Richtigkeit und Eignung der Hinweise und Empfehlungen im Einsatzfall kann aber nicht übernommen werden.

### **Literatur**

- [1] IEC/TS 60479: Technical Specification: Effects of current on human beings and livestock – General aspects (Edition 4.0, 2005-07).
- [2] Heinrich Häberlin: "Photovoltaik, Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen". Electrosuisse Verlag, VDE-Verlag, Berlin, 2010, ISBN 978-3-8007-3205-0.
- [3] H. Häberlin: "Lichtbogendetektor als externes Wechselrichter-Zusatzgerät zur Ferndetektion von gefährlichen Lichtbögen auf der DC-Seite von PV-Anlagen". 25. PV Symp., Staffelstein, 2010.
- [4] H. Häberlin und M. Real: "Arc Detector for Remote Detection of Dangerous Arcs on the DC Side of PV Plants". 22<sup>nd</sup> EU PV Conf., Milano, Italy, Sept. 2007.
- [5] H. Häberlin und M. Real: "Lichtbogendetektor (LBD) zur Ferndetektion von gefährlichen Lichtbögen auf der DC-Seite von PV-Anlagen". 22. PV Symposium, Staffelstein, 2007.
- [6] Deutscher Feuerwehrverband (DFV): "Handlungsempfehlungen Photovoltaik – Vorgehensweise im Schadensfall für stromerzeugende Solaranlagen", 2010.

Weitere Informationen über die Aktivitäten des Photovoltaiklabors der BFH-TI auf dem Gebiet der Photovoltaik-Systemtechnik: **[www.pvtest.ch](http://www.pvtest.ch)**.