

Technische Information

Kapazitive Ableitströme

Hinweise zur Auslegung von transformatorlosen Wechselrichtern
Sunny Boy, Sunny Mini Central, Sunny Tripower



Alle PV-Module haben konstruktiv bedingt eine elektrische Kapazität gegen ihre Umgebung. Diese Kapazität ist für die Funktion des PV-Generators nicht erforderlich, ergibt sich jedoch im Wesentlichen aus dem mechanischen Aufbau der Module bzw. deren Montage und wird daher auch „parasitäre“ Kapazität genannt. Insbesondere wächst sie mit den im PV-Generator vorhandenen elektrisch leitfähigen Flächen. Ein großes, leistungsstarkes PV-Feld weist deshalb eine entsprechend große parasitäre Kapazität auf, die im Falle einer feuchten Oberfläche (Regen, Tau) noch weiter ansteigt.

Die Isolation der PV-Module wird durch diesen Effekt in keiner Weise beeinträchtigt, so dass der Personenschutz selbstverständlich jederzeit gewährleistet ist. Das Betriebsverhalten der Wechselrichter kann allerdings durch die parasitäre Kapazität beeinflusst werden. Beim Einsatz von transformatorlosen Wechselrichtern (TL) können dann sogenannte Verschiebungsströme auftreten, die die Fehlerstrom-Überwachung des Wechselrichters oder aber sogar die der Einspeiseleitung auslösen. Das führt im ersten Fall dazu, dass sich der Wechselrichter für kurze Zeit vom öffentlichen Stromnetz trennt und dann den Einspeisebetrieb automatisch fortsetzt. Im zweiten Fall wird die Einspeisung so lange unterbrochen, bis der Fehlerstrom-Schutzschalter (RCD) der Einspeiseleitung manuell wieder aktiviert worden ist.

Solche Unterbrechungen der Einspeisung können durch eine sorgfältige und fachgerechte Anlagenplanung weitgehend verhindert werden. Im Folgenden werden daher die technischen Zusammenhänge erläutert, die in der Planungsphase sowie der Installation und Inbetriebnahme einer PV-Anlage unbedingt berücksichtigt werden sollten. Diese Technische Information richtet sich an zwei Lesergruppen: An den Hersteller der o. g. PV-Module mit der Bitte zur Weitergabe der Information an seine Kunden und außerdem an Installateure und Anlagenplaner.

1 Wie berechnet sich die PV-Kapazität des PV-Generators gegen Erde?

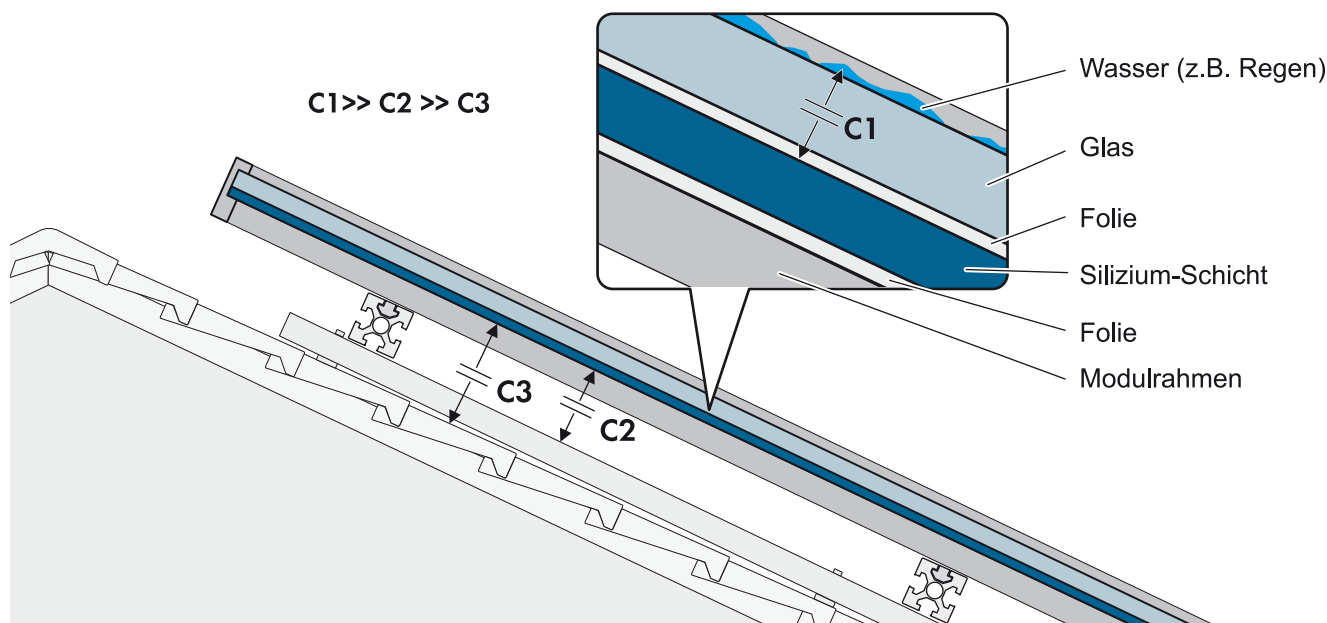


Abbildung 1: Darstellung eines PV-Moduls in Dachmontage und schematische Darstellung „parasitärer Kapazitäten“

C1 Parasitäre Kapazität durch Wasserfilm auf dem Glas

C2 Parasitäre Kapazität durch das geerdete Gestell

C3 Parasitäre Kapazität durch die Dachfläche

Ein PV-Modul bildet eine elektrisch leitende Fläche, die einem geerdeten Gestell gegenüber steht. Solch eine Anordnung, die bei angelegter Spannung Ladung speichert, wird als Kondensator und dessen Kapazität mit „C“ bezeichnet. Da diese Kapazität hier als unerwünschter Nebeneffekt auftritt, spricht man auch von einer „parasitären Kapazität“ C_{PE} , die sich aus der Summe aller Einzelkapazitäten zusammensetzt:

$$C_{PE} = C1 + C2 + C3$$

Die Kapazität errechnet sich anhand folgender Formel und hängt von vier Faktoren ab:

$$C = \epsilon_0 \epsilon_r \cdot A/d$$

Bedeutung der Faktoren:

ϵ_0 : Permittivität, Naturkonstante ($8,85 \cdot 10^{-12} \text{ As/Vm}$)

ϵ_r : Permittivitätszahl, materialabhängig ($\epsilon_{rLuft} = 1$; $\epsilon_{rGlas} \approx 5-10$)

A: Elektrisch wirksame Fläche des Kondensators

d: Abstand zwischen den Kondensatorplatten

Was ist nun als Fläche A und Abstand d anzusetzen? Das ist nicht immer ganz einfach, da neben den Daten des PV-Moduls auch die Montageart berücksichtigt werden muss. Deshalb befindet sich hierzu in der Regel auch keine Angabe auf dem Datenblatt. Anhand von 2 Beispielen soll im Folgenden aufgezeigt werden, wie trotzdem eine Abschätzung vorgenommen werden kann (für das verwendete Glas wird jeweils ein $\epsilon_r = 6$ angenommen).

Für die Größe der parasitären Kapazitäten in Abbildung 1 gilt bei Regen und Nässe die folgende Beziehung:

$$C1 \gg C2 \gg C3$$

Daraus geht hervor, dass bei Regen und Nässe die Gesamtkapazität C_{PE} von C1 dominiert wird, so dass C2 und C3 bei der weiteren Betrachtung vernachlässigt werden können. Bei Trockenheit wiederum ist C1 so klein, dass auch die anderen parasitären Kapazitäten berücksichtigt werden müssen. Die Gesamtkapazität C_{PE} bleibt allerdings so klein, dass der Einfluss auf das Betriebsverhalten der PV-Anlage vernachlässigbar ist. Die Größe von C1 bei Regen und Nässe ist daher Gegenstand der weiteren Betrachtung.

Beispiele zur Abschätzung der parasitären Kapazität C_{PE} bei verschiedenen Modul-Typen unter der Annahme einer durchgehenden Benetzung der Glasoberfläche mit Wasser

Beispiel 1: Gängiges Modul mit Zellen aus kristallinem Silizium (monokristallin, polykristallin)

- Typischer Wirkungsgrad: 15 % ... 20 %
 - Glasdicke: 3 mm ... 4 mm
 - Pro m^2 Modulfläche besitzt das Modul eine Kapazität von 12 nF ... 17 nF
 - Pro kW installierter DC-Leistung besitzt die Anlage 60 nF ... 110 nF
 - Für eine 5 kW-Anlage ergäbe sich ein Wert für C_{PE} von 300 nF ... 550 nF
-

Beispiel 2: Dünnschicht-Modul, z. B. CdTe

- Typischer Wirkungsgrad: 10 % ... 15 %
 - Glasdicke: 3,2 mm
 - Pro m^2 Modulfläche besitzt das Modul eine Kapazität von 16 nF
 - Pro kW installierter DC-Leistung besitzt die Anlage 100 nF ... 160 nF
 - Für eine 5 kW-Anlage ergäbe sich ein Wert für C_{PE} von 500 nF ... 800 nF
-

2 Wie entsteht ein kapazitiver Ableitstrom?

Während des Betriebs ist das PV-Modul über den Wechselrichter mit dem Wechselstromnetz verbunden. Je nach Gerätetyp kommt dabei ein Teil der Wechselspannungsamplitude beim PV-Modul an. Dies führt dazu, dass der komplette PV-Generator mit einer Wechselspannung gegenüber seiner Umgebung schwingt. Hier müssen zwei Fälle unterschieden werden (siehe auch Grafik):

Transformatorlose Wechselrichter

Bei fast allen **1-phasigen** transformatorlosen Wechselrichtern wird betriebsbedingt die halbe Netzamplitude an das PV-Modul weitergegeben. In vielen europäischen Netzen mit 230 V/50 Hz schwingt die Anordnung beispielsweise mit 115 V/50 Hz. Dies gilt für die Sunny Boy und Sunny Mini Central mit dem Zusatz „TL“ im Produktnamen.

Bei **3-phasigen** transformatorlosen Wechselrichtern weisen die Schwingungen systembedingt deutlich geringere Amplituden auf und erzeugen daher geringere Ableitströme. Die Weitergabe der AC-Spannung an das PV-Modul wird weitestgehend unterdrückt. Dies gilt für alle Sunny Tripower.

Wechselrichter mit Transformator

Bei Wechselrichtern mit Transformator schwankt die am PV-Modul liegende Spannung nur mit einem sogenannten „ripple“ von wenigen Volt. Dies führt auch gegenüber der Umgebung (elektrisch bezeichnet mit „Erde“) zu einer kleinen Wechselspannung, die allerdings nicht für den gesamten PV-Generator gleich ist.

Die schwankende Spannung ändert ständig den Ladungszustand des im vorherigen Kapitel beschriebenen parasitären Kondensators. Damit ist ein Verschiebungsstrom verbunden, der proportional zur Kapazität und der anliegenden Spannungsamplitude ist. Der Stromkreis dieses Verschiebungsstroms wird erst über die Erdverbindung der PV-Module und die der Potenzialausgleichsschiene am Hausanschluss geschlossen. Daher wird dieser Strom auch als (kapazitiver) Ableitstrom bezeichnet.

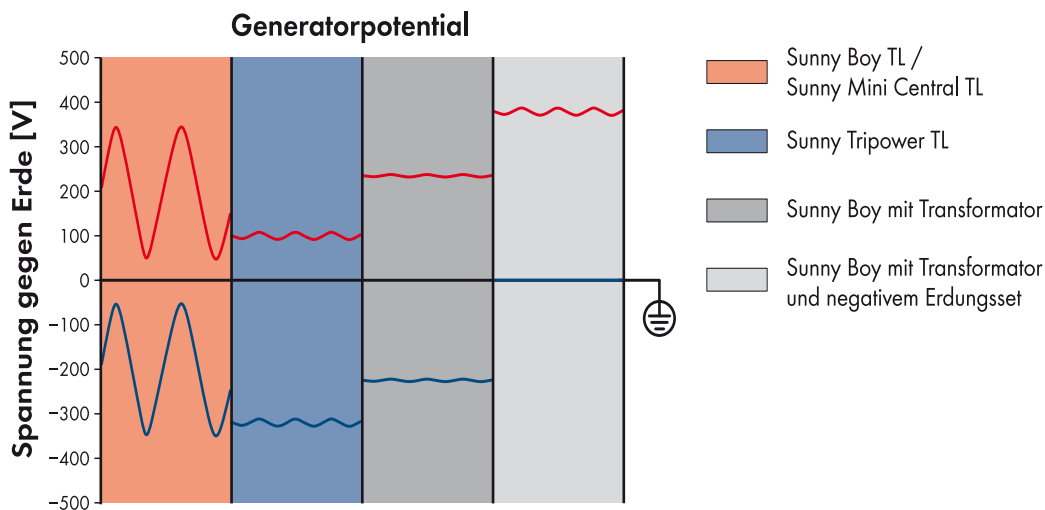


Abbildung 2: Das Potenzial des untersten (blau) bzw. obersten (rot) PV-Moduls eines Strangs hängt von dem eingesetzten Wechselrichter ab und davon, ob ein Generatorpol geerdet wird. Beispiel für eine MPP-Spannung von 400 V

Für Experten: Der Verschiebungsstrom I (Effektivwert) lässt sich physikalisch wie folgt beschreiben:

$$I = \frac{\Delta Q}{\Delta t} = C \cdot \frac{\Delta U}{\Delta t} = C \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot U$$

Dabei sind $f = 50$ Hz die Netzfrequenz und U der Effektivwert der Wechselspannung am PV-Generator (115 V bei 1-phasigen transformatorlosen Wechselrichtern). Dieser Ableitstrom ist ein Blindstrom, dessen Phase um 90° versetzt ist zur Netzspannung. Er ist in erster Näherung verlustlos.

3 Wie beeinflusst der Ableitstrom die Erkennung des Fehlerstroms?

Der in Abschnitt 2 beschriebene kapazitive Ableitstrom ist ein Blindstrom (verlustlos).

Kommt es hingegen aufgrund eines Fehlers, z. B. einer schadhaften Isolierung, zum Kontakt einer spannungsführenden Leitung mit einer geerdeten Person (siehe Abbildung 3), so entsteht ein zusätzlicher Strom über Erde. Dieser ungewollte Strom verursacht Verluste und wird als Fehlerstrom bezeichnet. Die Summe aus beiden Strömen (Ableitstrom und Fehlerstrom) ergeben den Differenzstrom.

$$\text{Differenzstrom} = \text{Ableitstrom} + \text{Fehlerstrom}$$

AC-Fehlerströme größer als 30 mA können für Menschen lebensbedrohlich sein.

Um über die Isolation hinaus für den PV-Generator einen zusätzlichen Personenschutz zu gewährleisten, müssen sich transformatorlose Wechselrichter daher spätestens bei einem Fehlerstrom von 30 mA vom öffentlichen Stromnetz trennen (DIN VDE 0126-1-1). Dafür wird während des Einspeisebetriebs der Differenzstrom (Ableitstrom + Fehlerstrom) über eine allstromsensitive Fehlerstrom-Überwachungseinheit (Residual Current Monitoring Unit) gemessen. Die kann aber nur den Differenzstrom (Ableitstrom + Fehlerstrom) messen. Ein Herausrechnen des Fehlerstroms ist nur bedingt möglich und wird mit steigendem Ableitstrom schwieriger. Ab einer Größe von ca. 50 mA werden zufällige Schwankungen im Ableitstrom so groß, dass sie als plötzlich auftretender Fehlerstrom von über 30 mA interpretiert werden können. Der Wechselrichter trennt sich in einem solchen Fall als Vorsichtsmaßnahme selbständig vom öffentlichen Stromnetz.

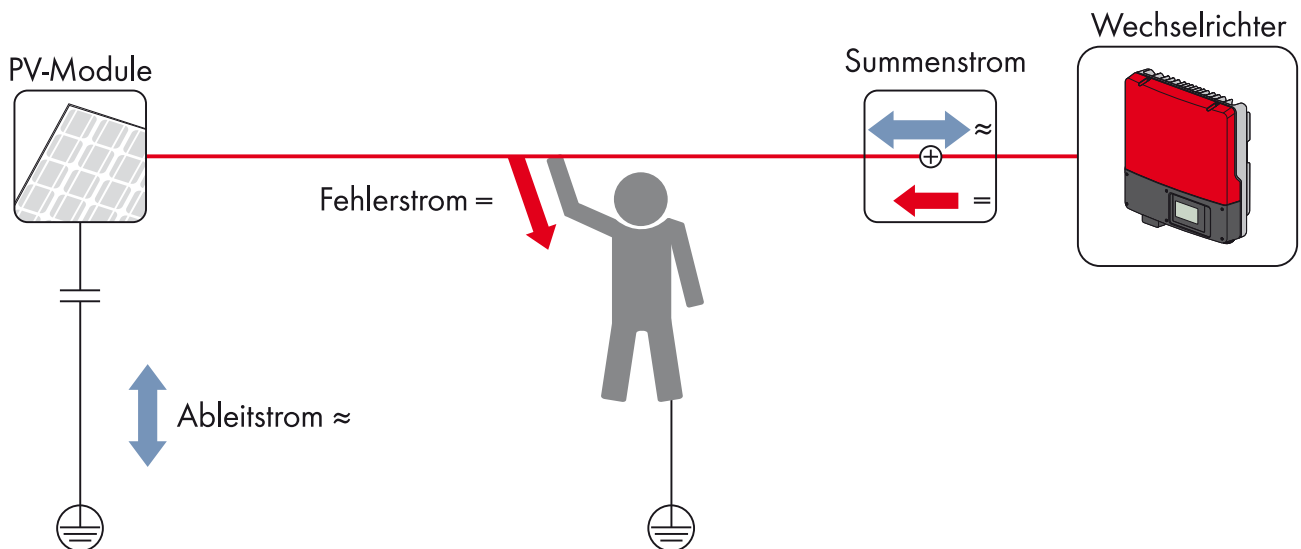


Abbildung 3: Entstehung eines Fehlerstroms durch Kontakt einer geerdeten Person mit einer spannungsführenden Leitung

4 Ab wann wird es problematisch?

Grenzkapazität

Wie zuvor beschrieben sollen zur Gewährleistung der Funktionsfähigkeit der Fehlerstrom-Überwachung des PV-Generators Ableitströme größer als 50 mA vermieden werden. Da der Ableitstrom direkt von der Kapazität des PV-Moduls gegen Erde abhängt, lässt sich für jede Netzspannung eine entsprechende Grenzkapazität angeben, ab der mit einem stöempfindlichen Betrieb zu rechnen ist.

Für alle 1-phasigen transformatorlosen Wechselrichter ergibt sich gemäß der o. g. Formel:

$I = C \cdot 2\pi \cdot f \cdot U$ (mit $I = 50 \text{ mA}$, $f = 50 \text{ Hz}$ und $U = 115 \text{ V}$) eine Grenzkapazität von ca. 1.400 nF.
Beim Sunny Tripower ist die Grenzkapazität 2.560 nF.

Die genannten Kapazitäten werden in der Praxis jedoch nur selten erreicht. Eine umfangreiche Feldstudie hat ergeben, dass bei den meisten Glas-Glas-Modulen die Werte der unten genannten Faustformel Spitzenwerte sind, die nur bei sehr starkem Regen erreicht werden. Auch bei Betaung morgens sind die Werte erhöht, während sie zu Zeiten des besten Ertrags (Sonnenschein) auf sehr niedrige Werte abfallen. In der folgenden Abbildung ist die Reaktion des Ableitstroms eines PV-Generators auf solche Ereignisse zu erkennen.

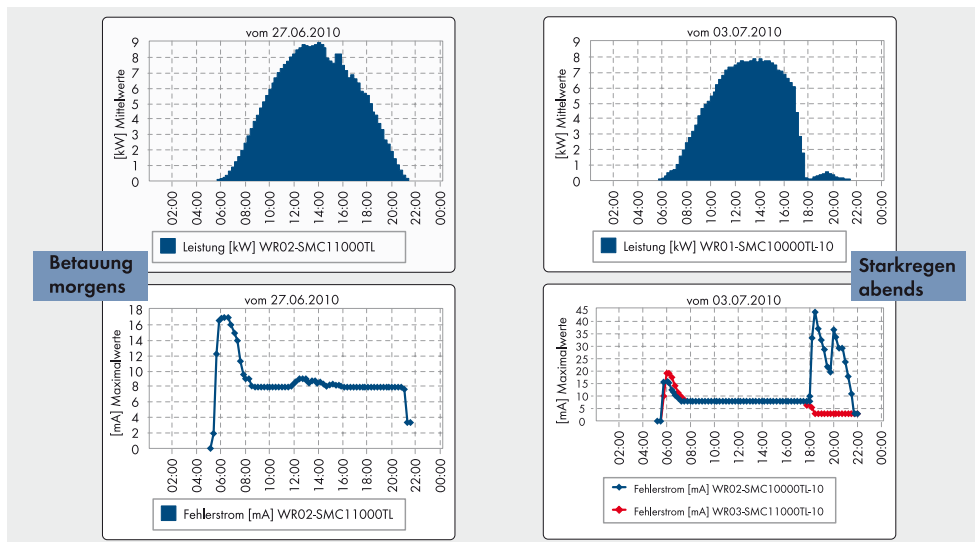


Abbildung 4: Verlauf eines Ableitstroms als Reaktion auf die Änderung der parasitären Generatorkapazität von Glas-Glas-Modulen bei Betaung und Starkregen

Für Experten: Faustformel für die Kapazität eines PV-Moduls

Setzt man in die o. g. Formel für die Kapazität folgende Werte ein:

$$\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12} \text{ As / Vm}$$

$$\epsilon_{r\text{Glas}} = 6$$

$$\text{Dann wird aus } C = \epsilon_0 \epsilon_r \cdot A / d \rightarrow C [\text{nF}] \approx 50 \cdot A [\text{m}^2] / d [\text{mm}].$$

Es gilt folgende Näherungsformel:

$$C [\text{nF}] \approx 50 \cdot A [\text{m}^2] / d [\text{mm}]$$

5 Verwendung eines Fehlerstrom-Schutzschalters mit Sunny Tripower

Die dreiphasige symmetrische Einspeisung ist bei einem ungestörten Netz mit einem sehr geringen Ableitstrom verbunden. Die Wechselrichter STP 5000TL-20, STP 6000TL-20, STP 7000TL-20, STP 8000TL-20, STP 9000TL-20, STP 10000TL-20, STP 12000TL-20 können darüber hinaus mit einem speziellen Regelungsverfahren betrieben werden, das den betriebsbedingten Ableitstrom reduziert.

Jeder Wechselrichter ist hierbei über einen eigenen externen Fehlerstrom-Schutzschalter (Residual Current Device) ans Netz anzuschließen.

Bei Verwendung eines externen 30 mA Fehlerstrom-Schutzschalters, muss die Auslöseschwelle der Fehlerstrom-Überwachung des Wechselrichters über Parameter auf höchstens 30 mA eingestellt werden (siehe Dokumentation des Wechselrichters unter www.SMA-Solar.com). Damit ist gewährleistet, dass die interne Fehlerstrom-Überwachung des Wechselrichters im Fehlerfall vor dem externen Fehlerstrom-Schutzschalter reagiert.

6 Kompensation von kapazitiven Ableitströmen

Die in den vorangegangenen Kapiteln für die Differenzstrom-Überwachung im Wechselrichter beschriebene Situation, ist auch auf Fehlerstrom-Überwachungen in der Einspeiseleitung anwendbar. Am Standort geltende Richtlinien können die Installation eines Fehlerstrom-Schutzschalters für die Netz-/Einspeiseleitung der PV-Anlage vorschreiben. Bei schlechtem Wetter, z. B. bei starkem Regen, kann sich die Ableitkapazität des PV-Generators soweit erhöhen, dass der daraus resultierende kapazitive Ableitstrom den Fehlerstrom-Schutzschalter zum Auslösen bringt, obwohl kein Fehlerstrom vorhanden ist. Dies passiert gerade sehr häufig bei Fehlerstrom-Schutzschaltern, die bei einem geringen Fehlerstrom (z. B. von 30 mA) auslösen.

Wenn der Fehlerstrom-Schutzschalter aufgrund eines kapazitiven Ableitstroms ausgelöst wird und nicht zeitnah wieder eingeschaltet wird, kann dies einen erheblichen Ertragsverlust zur Folge haben.

Bei einphasiger Einspeisung kann durch die Verwendung eines 4-poligen Fehlerstrom-Schutzschalters anstelle eines üblichen 2-poligen Wechselstrom-Schutzschalters, diese Situation durch den Anschluss eines externen Kondensators deutlich entschärft werden. Der externe Kondensator erzeugt dabei einen Kompensationsstrom, der den kapazitiven Ableitstrom um einen konstanten Betrag vermindert. Dadurch wird ein frühzeitiges Auslösen des Fehlerstrom-Schutzschalters aufgrund kapazitiver Ableitströme verhindert und es ergibt sich der folgende Zusammenhang:

$$\text{Differenzstrom} = \text{Ableitstrom} + \text{Fehlerstrom} - \text{Kompensationsstrom}$$

Auslöseverhalten eines Fehlerstrom-Schutzschalters

Fehlerstrom-Schutzschalter beziehen sich immer auf einen Nenn-Fehlerstrom bei dessen Erreichen sie auslösen müssen.

Die Ansprechschwelle und Toleranzen hängen unter anderem vom Typ des Fehlerstrom-Schutzschalters ab, wobei je nach dem erwarteten Auslösestrom zwischen den Typen A, B und AC unterschieden wird.

Die Ansprechschwelle eines Fehlerstrom-Schutzschalters vom Typ A arbeitet typischerweise mit einem Toleranzbereich, von +0 % / -50 %. Das bedeutet, dass beispielsweise ein Fehlerstrom-Schutzschalter mit $I_{\text{NENN}} = 30 \text{ mA}$ ab einem Differenzstrom von 30 mA sicher ansprechen muss, aber unterhalb von 15 mA nicht ansprechen darf. Er löst also in der Praxis immer irgendwo zwischen 15 mA und 30 mA aus.

Auslöseverhalten mit Kompensationsstrom

Der Kompensationsstrom beeinflusst das Auslöseverhalten des Fehlerstrom-Schutzschalters, wie dies an einem Beispiel deutlich wird.

Beispiel: Bei einer PV-Anlage mit einem Fehlerstrom-Schutzschalter auf der AC-Seite, der bei 30 mA auslöst, entsteht durch einen heftigen Regenschauer ein kapazitiver Ableitstrom von $I_k = 24 \text{ mA}$. Dieser könnte den Fehlerstrom-Schutzschalter im Normalfall zum Auslösen bringen.

Mit Hilfe eines Kompensationsstroms von $I_{\text{comp}} = 13 \text{ mA}$ kann der im Fehlerstrom-Schutzschalter wirksame Differenzstrom um diesen Betrag vermindert werden und der resultierende Ableitstrom beträgt dann noch

$I_{\text{kap netto}} = 24 \text{ mA} - 13 \text{ mA} = 11 \text{ mA}$. Ein Auslösen des Fehlerstrom-Schutzschalters durch den regenbedingten Ableitstrom kann auf diese Weise verhindert werden.

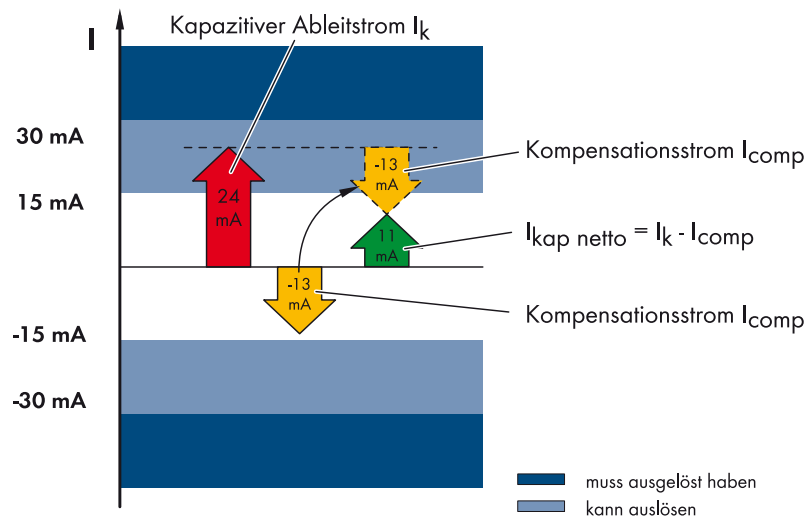


Abbildung 5: Schema Auslöseverhalten mit Kompensationsstrom

Dimensionierung eines Kompensationskondensators

Bei der Dimensionierung des Kondensators ist darauf zu achten, dass der Kompensationsstrom immer kleiner als die untere Ansprechschwelle ist, da sonst der Kompensationsstrom selbst den Fehlerstrom-Schutzschalter zum Auslösen bringen würde.

Die Kapazität C_{comp} des Kompensationskondensators lässt sich wie folgt bestimmen:

$$C_{\text{comp}} = I_{\text{comp}} / (U_{\text{Netz}} \times 2 \pi f)$$

mit

$$U_{\text{Netz}} = 230 \text{ V}$$

$$f = 50 \text{ Hz}$$

I_{comp} = gewünschter Kompensationsstrom

Für $I_{\text{comp}} < 15 \text{ mA}$ ergibt sich ein Kondensator mit einer maximalen Kapazität von $C_{\text{comp}} < 208 \text{ nF}$

Zum Einsatz kommt hier der nächst kleinere Standardwert mit $C_{\text{comp}} = 150 \text{ nF}$ (+/- 20 %) und einem tatsächlichen Kompensationsstrom von $I_{\text{comp}} = 11 \text{ mA}$ (+/- 20 %)

Weitere Eigenschaften des Kondensators:

- Typ: X2-Class
- Impulsspitzen-Spannung im Betrieb $\geq 2,5 \text{ kV}$
- Nennspannung: mindestens 230 V AC

Dimensionierungstabelle:

Bei Fehlerstrom-Schutzschaltern mit größeren Nennströmen kann auch der Kompensationsstrom entsprechend vergrößert werden, um noch mehr Abstand gegenüber einem unerwünschten Auslösen durch kapazitive Ableitströme zu erreichen.

Fehlerstrom-Schutzschalter Nennstrom	Untere Ansprechschwelle (-50 % I_{Nenn})	Empfohlene Kapazität	Kompensationsstrom
30 mA	15 mA	150 nF	11 mA
50 mA	25 mA	330 nF	24 mA



Wirksamkeit des Fehlerstrom-Schutzschalters

Die Wirksamkeit des Fehlerstrom-Schutzschalters bei Auftreten eines tatsächlichen Fehlerstroms ist auch mit diesen Maßnahmen zur Kompensation von Ableitströmen immer gegeben.

Anschluss des Kompensationsstromkondensators am Fehlerstrom-Schutzschalter

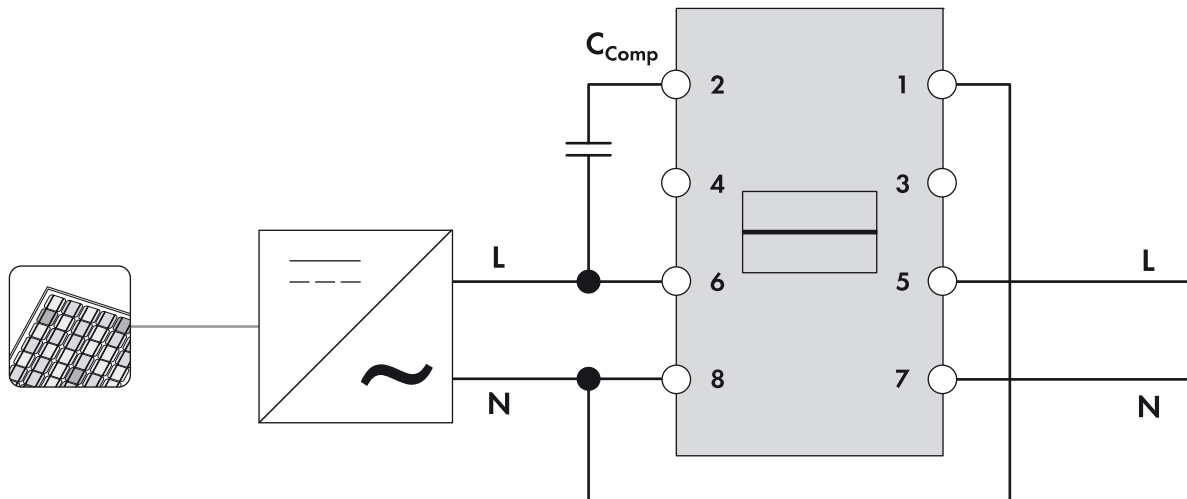


Abbildung 6: Schematische Darstellung des Anschlusses eines Kompensationskondensators an den Fehlerstrom-Schutzschalter

Fazit

Die Kompensation von Ableitströmen nach der oben beschriebenen Methode kann in Anlagen, in denen es gelegentlich bei schlechten Witterungsverhältnissen (z. B. Starkregen) zur Auslösung des Fehlerstrom-Schutzschalters kommen könnte, wirksame Abhilfe schaffen und die Häufigkeit des Auslösens reduzieren, ggf. sogar ganz abstellen.

7 Checkliste

Jede PV-Anlage sollte schon in der Planungsphase auf die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Anforderungen überprüft werden. Zusätzlich empfehlen wir die folgenden Prüfschritte:

Prüfschritt 1

Das betrachtete PV-Modul weist eine hohe konstruktiv bedingte Kapazität gegen Erde C_{PE} auf (Laminat, integrierte Metall-Rückseite) oder eine Einspeiseunterbrechung bei Regen/Betauung soll sicher verhindert werden. Ermitteln Sie die kritische Kapazität gegen Erde:

1. Gesamte Modulfläche A der an einem Wechselrichter angeschlossenen PV-Module errechnen.
2. Geringsten Abstand d der PV-Zellen zu einer leitenden Fläche identifizieren.

Die leitende Fläche kann gegebenenfalls nur zeitweise leitend sein (z. B. bei Regen oder Betauung). Für den Abstand d ist daher im Fall des Regens die Deckglasdicke und bei morgendlicher Betauung die Dicke der Rückseitenisolation entscheidend.

3. Werte in die Berechnungsformel einsetzen (siehe Kapitel 1 „Wie berechnet sich die PV-Kapazität des PV-Generators gegen Erde?“, Seite 2) und die Kapazität errechnen

oder

4. mit Hilfe des Diagramms unten kontrollieren, ob der ermittelte Betriebspunkt aus Modulfläche A und Flächenabstand d oberhalb der eingezeichneten Grenze des entsprechenden Wechselrichtertyps liegt.

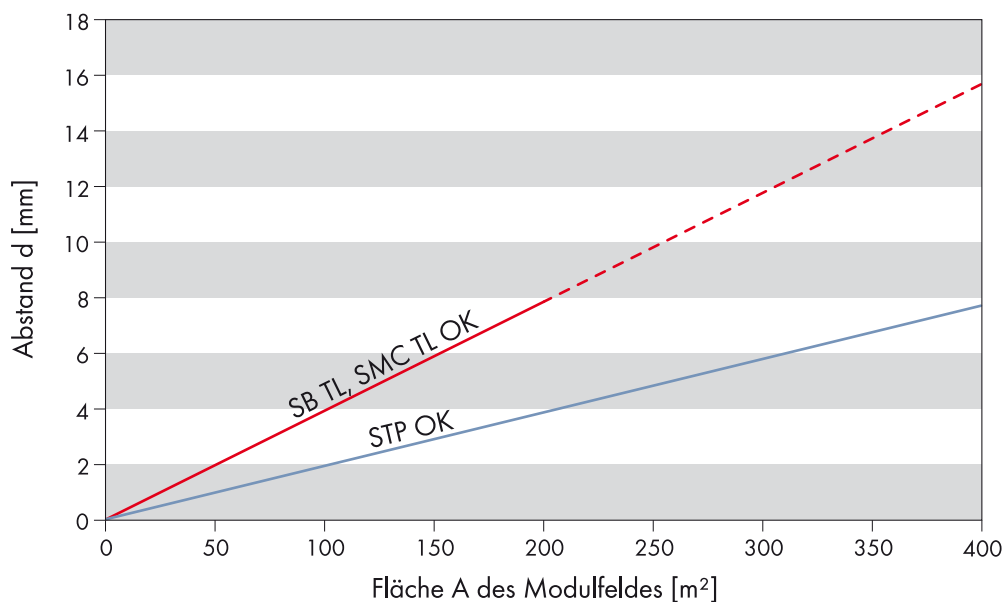


Abbildung 7: Mindestabstand von Solarzellen zu geerdeten Flächen für ein- und dreiphasige transformatorlose Wechselrichter. Der Betriebspunkt einer PV-Anlage sollte sich stets oberhalb der entsprechenden Grenzlinie befinden.

Prüfschritt 2

Wenn die Kapazität gegen Erde C_{PE} einen kritischen Wert annimmt (Sunny Boy > 1.400 nF; Sunny Tripower > 2.560 nF bzw. Betriebspunkt im Diagramm unterhalb der entsprechenden Grenzlinie), sollten Maßnahmen geprüft werden, um Einspeiseunterbrechnungen zu vermeiden:

- Kompensation des Fehlerstrom-Schutzschalters in einphasig einspeisenden Anlagen
- Einsatz eines externen Fehlerstrom-Schutzschalters mit höherem Auslösestrom
- Einsatz eines Sunny Tripower statt eines Sunny Boy
- Aufteilung des PV-Generators in kleinere Teilgeneratoren
- Einsatz eines Wechselrichters mit Transformator

Prüfschritt 3

Halten Sie Rücksprache mit dem PV-Modulhersteller. Ist etwas zur parasitären Kapazität bekannt?

Es wird dringend empfohlen, in Zweifelsfällen den PV-Modulhersteller in den Planungsprozess mit einzubeziehen. Dies gilt insbesondere dann, wenn nicht auf eigene Erfahrungen aus der Kombination eines PV-Modultyps mit einem transformatorlosen Wechselrichter zurückgegriffen werden kann.

Kontakt

ServiceLine@SMA.de

Tel: +49 561 9522 1499