



# Beratungsleitfaden

String Wechselrichter

---

## Dezentrale Wechselrichtertechnik in PV-Großanlagen



## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	4
2	PV-Generator	
2.1	Isolationswiderstand.....	5
2.2	Kapazitive Ableitströme .....	7
2.3	Erdung PV-Generator .....	8
2.4	Einsatz von Stringsicherung .....	9
2.5	Gleichstromleitungsverlegung.....	10
3	Anschlusskonzept Niederspannungsseite	
3.1	Netzformen und Anschlusskompatibilität.....	12
3.2	Generelle Anlagenkonzeption .....	13
3.3	Einsatz 1-phasiger SMC Wechselrichter .....	15
3.4	Einsatz 3-phasiger Sunny Tripower Wechselrichter.....	17
3.5	Schutz- und Schaltanlagen.....	23
3.5.1	Leitungsschutzschalter.....	23
3.5.2	Fehlerstromschutzschalter .....	25
3.5.3	Überspannungsschutz .....	26
3.6	AC-Verteiler .....	27
4	Mittelspannungsanbindung .....	28
4.1	Richtlinien .....	28
4.1.1	Wirkleistungsbegrenzung .....	28
4.1.2	Frequenzabhängige Wirkleistungsbegrenzung.....	30
4.1.3	Blindleistungsbereitstellung.....	31
4.1.4	Dynamische Netzstützung .....	32

4.2	Anlagenausführung .....	34
4.2.1	Schaltanlagen.....	35
4.2.2	Schutzeinrichtung .....	37
4.2.3	Fernsteuerung .....	37
4.2.4	Transformatoren .....	38
4.3	Kompaktstation .....	39
5	Netzsicherheitsmanagement .....	42
5.1	Anlagensteuerung .....	42
5.2	Anlagenbeispiele.....	45
6	Gültige Normen .....	49

## 1 Einleitung

Mit der Entwicklung der transformatorlosen Sunny Mini Central und Sunny Tripower Wechselrichter setzt sich, insbesondere aufgrund des verbesserten spezifischen Preises und des hohen Wirkungsgrades, die Stringtechnologie bis in den MW-Bereich durch. Mittlerweile stellt eine dezentrale Wechselrichterkonfiguration auch bei Großprojekten eine technisch sinnvolle und wirtschaftliche Systemlösung dar und zeichnet sich durch entscheidende Vorteile gegenüber einer zentralen Struktur aus.

- Flexible und optimale Stringkonfiguration pro Wechselrichter.
- Lokales MPP-Tracking für eine begrenzte Anzahl von PV-Modulen. Dadurch wird das Auftreten von Fehlanpassungen minimiert und Verluste durch Verschattungen reduziert.
- Vereinfachte Installation (reduzierte DC-Verkabelung)
- Sukzessive Inbetriebnahme kleiner Teilgeneratorblöcke
- Geringe System- und Wartungskosten
- Der Austausch von Wechselrichtern erfolgt schnell und kann vom örtlichen Personal durchgeführt werden.
- Modulare Erweiterbarkeit gegeben
- Wichtige Funktionen bereits integriert (Stringsicherungen, Kommunikation, Überspannungsschutz usw.)

Der vorliegende Leitfaden greift verschiedene Aspekte auf, die bei der Planung und Realisierung einer dezentralen Großanlage beachtet werden müssen. Für die Bereiche PV-Anbindung, Wechselrichterkonfiguration, AC-Struktur, Entkopplungsschutz, Mittelspannungsanbindung und Netzmanagement werden Lösungsansätze skizziert und technische Hintergrundinformationen gegeben, die dem Planer Hilfestellung bei der Auslegung großer dezentralen PV-Anlagen geben. Die entsprechenden Normen und gesetzlichen Vorgaben, auf die in den einzelnen Teilbereichen hingewiesen wird, beziehen sich auf deutsche Richtlinien (Nieder- und Mittelspannungsnetz) und Gesetzgebungen (Erneuerbares Energie Gesetz - EEG).

Die in diesem Dokument vorliegenden technischen Informationen und Verweise unterliegen einer stetigen Weiterentwicklung, wodurch Änderungen vorbehalten sind.

Bei Rückfragen:

SMA Solar Technology AG  
Sonnenallee 1  
34266 Niestetal, Germany  
E-mail: [be-leitfaden@SMA.de](mailto:be-leitfaden@SMA.de)

Weitere Informationen:

[www.sma.de](http://www.sma.de) → Service → Downloads →  
Veröffentlichungen → Technische Informationen

## 2 PV-Generator

Bei der Planung und Auslegung einer PV-Anlage müssen bestimmte Kriterien bezüglich Wechselrichtertopologie, Modultechnologie und Modulkonfiguration beachtet werden, um negative Wechselwirkungen auszuschließen.

Mit Hilfe des Auslegungsprogramms „Sunny Design“ kann eine optimale Anlagenkonfiguration schnell und einfach erstellt werden. Neben der technischen Überprüfung der verschiedenen Komponenten liefert die Software auch Daten für eine wirtschaftliche Bewertung der Anlage<sup>1</sup>. Umfassende Datenbanken für aktuelle PV-Module und weltweite Wetterdaten stehen für die Berechnungen zur Verfügung.

Bei der Anlagenkonfiguration sind auch die in den folgenden Kapiteln erläuterten physikalischen und elektrotechnischen Anforderungen zu berücksichtigen, um einen optimalen und störungsfreien Betrieb zu gewährleisten.

### 2.1 Isolationswiderstand

Bei einem Einsatz von transformatorlosen Wechselrichtern<sup>2</sup> müssen bestimmte Grenzwerte des Isolationswiderstandes ( $R_{iso}$ ) der Gesamtanlage eingehalten werden<sup>3</sup>. Jede PV-Anlage weist ein gegenüber Erde verschiedenes Potential aus. Von den dabei unter Umständen entstehenden Leckströmen - bedingt durch schlechte Isolierung - darf keine Gefahr ausgehen, weshalb transformatorlose Wechselrichter den  $R_{iso}$  vor jeder Netzaufschaltung messen. Eine kontinuierliche Messung (während des Betriebes) ist wegen fehlender galvanischer Trennung bei diesem Wechselrichtertyp nicht möglich.

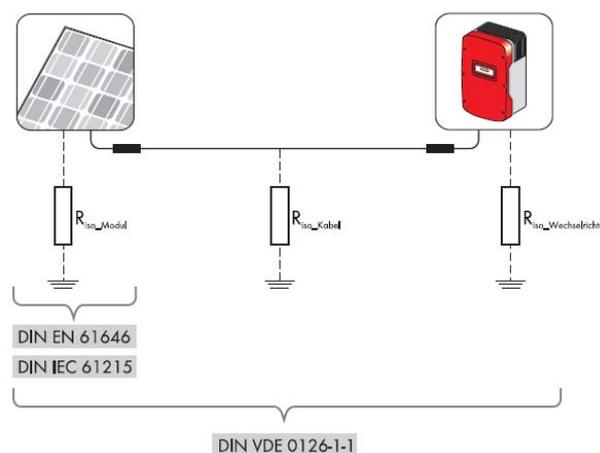


Abbildung 1: Isolationswiderstand PV-Anlage

<sup>1</sup> Bei der Ertragsberechnung handelt es sich um geschätzte Werte aufgrund mathematischer Modelle.

<sup>2</sup> Für Wechselrichter mit galvanischer Trennung gibt es dazu keine Anforderungen nach DIN

<sup>3</sup>  $R_{iso}$  – Modul/-Kabel/-Wechselrichter nach DIN EN 61646; DIN IEC 61215 und DIN VDE 0126-1-1

Gemäß den Normen gelten folgende Grenzwerte:

- Für Module: Pro m<sup>2</sup> Fläche:  $R_{iso} > 40 \text{ M}\Omega\text{m}^2$

Da die Isolationswiderstände aller Module eine Parallelschaltung gegen Erde darstellen ergibt sich die vereinfachte Gleichung:

$$R_{iso} = \frac{R_{Modul}}{\text{Modulanzahl}}$$

Daraus folgt, dass  $R_{iso}$  mit zunehmender Modulanzahl sinkt.

- Für transformatorlose Wechselrichter:

Der vorgeschriebene  $R_{iso}$  hängt von der maximalen Eingangsspannung des Wechselrichters ab. Es gilt:  $R_{iso} > 1 \text{ k}\Omega/\text{V}$ , aber mindestens  $500 \text{ k}\Omega$  (Stand 05/2010 – auf neue Richtlinien achten)

Bei der Planung einer PV-Anlage und der Konfiguration der Modulanzahl pro Wechselrichter ist es wichtig die Zusammenhänge bezüglich des Isolationswiderstandes zu beachten, da ansonsten die Gefahr besteht, dass die Wechselrichter aufgrund eines zu niedrigen  $R_{iso}$  die Netzaufschaltung verweigern.

Bei den Sunny Mini Central SMC 9000TL, SMC 10000TL und SMC 11000TL ist der Grenzwert  $R_{iso}$  auf  $900 \text{ k}\Omega$  festgelegt (nach Norm bei  $700\text{V}$  Eingangsspannung sind mind.  $700\text{k}\Omega$  gefordert – SMA hat den Grenzwert noch mit einer Sicherheitsspanne von  $200\text{k}\Omega$  versehen – Stand 05/2010). Trafolose Wechselrichter benötigen ein TN-Netz mit einer den Normen entsprechende PE-Verbindung. Da der Isolationswiderstand von der Modulfläche abhängig ist, muss besonders bei großen Anlagen mit Dünnschichtmodulen der Anlagenkonfiguration besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden, um die genannten Grenzwerte nicht zu verletzen.

Beispiel:

Dünnschichtmodul:  $P_{MPP} = 70 \text{ Watt}$ ; Fläche Modul ( $0.6\text{m} \times 1.2\text{m}$ ) =  $0.72\text{m}^2$

Wechselrichter: SMC11000TL mit 6 Module/String und 25 Strings pro Wechselrichter

Anzahl Module: 150, PV-Leistung:  $10.5 \text{ kW}_p$

Nach Norm muss mindestens ein Isolationswiderstand von  $40 \text{ M}\Omega\text{m}^2$  vorhanden sein. Die 150 Module pro Wechselrichter belegen eine Fläche von  $108 \text{ m}^2$ . Daraus folgt, dass unter Umständen diese Konfiguration einen Isolationswiderstand von nur  $370\text{k}\Omega$  besitzt (ev. verstärkt hervorgerufen durch Feuchtigkeit, unsaubere Installation, externe Komponenten auf der DC-Seite wie: DC-Sicherungen, Überspannungsableiter oder Stringsammler). Der Wechselrichter würde in diesem Fall nicht aufschalten.

>> Weitere Informationen: [SMA Technische Information \(TI\) – Isolationswiderstand](#)

## 2.2 Kapazitive Ableitströme

Konstruktionsbedingt – da nicht galvanisch getrennt – überlagert der trafolose Wechselrichter die DC-Seite mit einer Wechselspannung, die durch eine Umpolung des Solargenerators beim Wechsel zwischen positiver und negativer Halbwelle der Netzspannung erzeugt wird. Liegt diese an den Solargenerator-Anschlüssen vorliegende Wechselspannung über eine Kapazität an, so sind kapazitive Ableitströme die Folge. Die Höhe der Ableitströme wird bestimmt durch die Größe der Kapazitäten und vom Oberschwingungsgehalt der Spannung. Bei einer PV-Anlage treten Kapazitäten in erster Linie durch die Erdkapazität des Solargenerators (Modulrahmenkapazität), durch Y-Kondensatoren des Wechselrichter und ev. durch Berührungskapazität zwischen isolierter Moduloberfläche und Erde auf.

Bei transformatorlosen Wechselrichtern wird die halbe Netzamplitude am PV-Modul-Anschluss eingekoppelt. Die Anordnung schwingt mit 115 V und 50 Hz.

Bei Verwendung von Glas/Folien Modulen treten an der Rückseite höhere Ableitströme auf als bei Glas/Glas Modulen. Die am Solargeneratorgestell gemessenen Ableitströme liegen, je nach Wechselrichter, zwischen wenigen Milliampere und mehreren hundert Milliampere. Bei Unterbrechung der Generatorerdung besteht daher hier ein hohes Gefährdungspotential.<sup>1</sup>

Die Höhe des Ableitstromes ist proportional zur Kapazität und der anliegenden Spannungsamplitude. Da bei Wechselrichtern mit Transformator die Spannung am Generator nur mit wenigen Volt überlagert wird, kann hier die Betrachtung des Ableitstromes vernachlässigt werden.

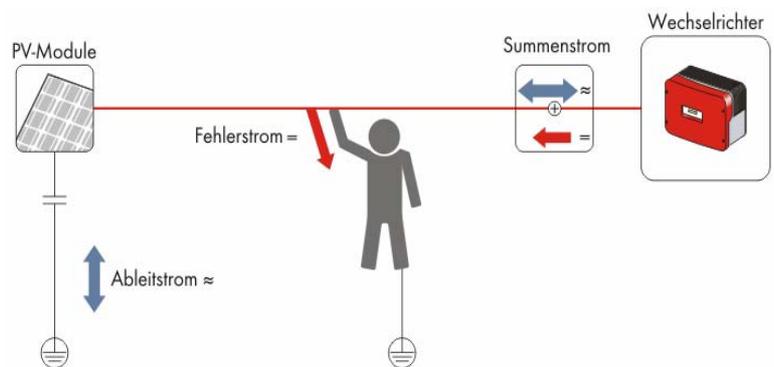


Abbildung 2: Differenzströme einer PV-Anlage

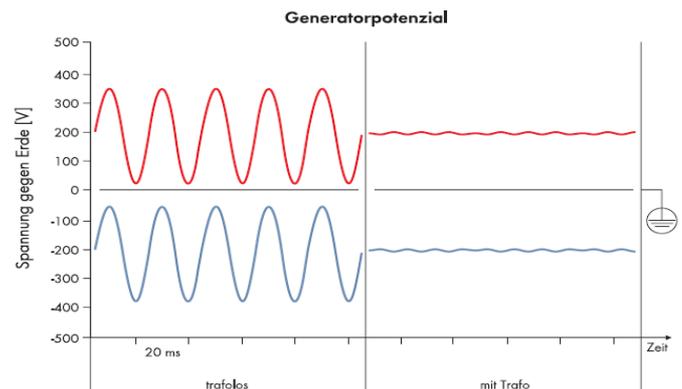


Abb. 3: Spannungsüberlagerung am Generator<sup>2</sup>

<sup>1</sup> vgl. J. Kirchhof, 21. Symposium Photovoltaische Solarenergie, März 2006, Staffelstein

<sup>2</sup> vgl. SMA-TI Ableitstrom-UDE092510

Die Kapazität der PV-Module ist proportional zur Fläche und umgekehrt proportional zum Abstand. Große Kapazitäten – und damit erhöhte Ableitströme – treten bei Modulen auf flexiblen Substraten aber auch bei einigen kristallinen Modulen mit metallischer Rückseite auf. Werden solche Module großflächig mit trafolosen Wechselrichtern verschaltet, können während des Betriebes so große Ableitströme auftreten, dass die Fehlerstromüberwachung des Wechselrichters auslöst und das Gerät sich vom Netz trennt. Begünstigt wird dieser Effekt durch einen geringen Abstand zwischen Modul und geerdetem Untergrund, wie z.B.:

- Modul liegt direkt auf geerdeter Dachhaut
- Modul liegt als Laminat direkt auf einem Aluminiumdach
- Modul wird auf Metallträger montiert

Für trafolose Wechselrichter ergibt sich eine Grenzkapazität von 1400nF, ab der mit einem störempfindlichen Betrieb zu rechnen ist. Dabei gilt für die Kapazität die Näherungsformel:

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

A: wirksame Modulfläche

d: Abstand zw. den Platten

(Stand 05/2010 – auf neue Richtlinien achten)

>> Weitere Informationen: [SMA TI-Ableitströme](#)

## 2.3 Erdung PV-Generator

Bei der Verwendung von Dünnschichtmodulen oder rückseitenkontaktierten Modulen ist es überwiegend notwendig galvanisch trennende Wechselrichter einzusetzen, um die notwendige Erdung des Generators durchführen zu können.

- Dünnschichtmodule  
Bei diesem Modultyp besteht die Gefahr der TCO-Korrosion, d.h. die elektrisch leitende Schicht (TCO: Transparent Conductiv Oxide) auf der Innenseite des Deckglases wird durch eine chemische Reaktion ( $\text{Na}^+$  und Feuchtigkeit) zerstört. Bei der Verwendung eines galvanisch trennenden Wechselrichters von SMA mit negativem Erdungsset wird diese Korrosion verhindert
- Rückseitenkontaktierte Module  
Bei diesem Modultyp kann ein Polarisierungseffekt auftreten, der eine zunehmende Minderung des Modulwirkungsgrades nach sich zieht. Bei der Verwendung eines galvanisch trennenden Wechselrichters mit positivem Erdungsset wird dieser Polarisierungseffekt vermieden.

Ob trafolose Wechselrichter bei obengenannten PV-Generatoren eingesetzt werden können, muss bei den jeweiligen Modulherstellern angefragt und von diesen bestätigt werden.

Zelltechnologie / Modulaufbau	transformatorlose Wechselrichter		Wechselrichter mit Transformator		
	SB xxxxTL SMC xxxxTL	SB xxxxTL-HC	Seriengerät SB xxxx SMC xxxx		
			ohne Erdungsset	mit neg. Erdungsset	mit pos. Erdungsset
monokristallines Si	●	●	●	○	○
polykristallines Si	●	●	●	○	○
CdTe	–	–	–	●	–
amorphes Si (Superstrat-Aufbau)	–	–	–	●	–
amorphes Si (Substrat-Aufbau)	●	●	●	○	○
CIS	●	●	●	○	○
monokristallines Si (A-300)	–	–	–	–	●
Metallfolie als Substrat oder im Modulaufbau	–	●	●	●	●

Legende: ● empfehlenswert; ○ eingeschränkt empfehlenswert; – nicht empfehlenswert

Tab. 1: Übersicht Wechselrichter – Zelltechnologie Empfehlung

>> Weitere Informationen: [SMA TI - Dünnschicht-Modultechnik](#)

## 2.4 Einsatz von Stringsicherungen

Bei der Auslegung von großen PV-Generatoren und dem Einsatz von Sunny Mini Central Wechselrichtern werden meist mehr als 3 Strings parallel am Wechselrichter angeschlossen. Kommt es in einem der Strings zu einem Kurzschluss oder Defekt an einem oder mehreren Modulen, so liegt die offene Klemmenspannung dieses Strings (besonders bei nur wenigen Modulen pro String) deutlich unter der Klemmenspannung der restlichen dazu parallel liegenden Strings. Ein Rückstrom durch den fehlerhaften Generatorstring ist die Folge, der je nach Stromstärke zur einer starken Erwärmung bis hin zur Zerstörung der Module dieses Strings führen kann. Durch die lokale Erhitzung sind Sekundärschäden nicht ausgeschlossen.

Übersteigt ein möglicher Rückstrom die von den Modulherstellern angegebene Rückstromfestigkeit, können die einzelnen Strings mittels Sicherungen geschützt werden. Bei der Wechselrichtergeneration SMC9000TL/10000TL/11000TL sind die DC-Eingänge für eine Nachrüstung mit speziellen zu dimensionierenden Stringsicherungen (Schmelzsicherungen) vorbereitet.

Der Sicherungswert hängt von den Datenblattangaben des Modulherstellers und der Anzahl der parallel verschalteten Strings ab<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Berechnungsbeispiele und mögliche Sicherungswerte in „TI - Stringsicherungen“

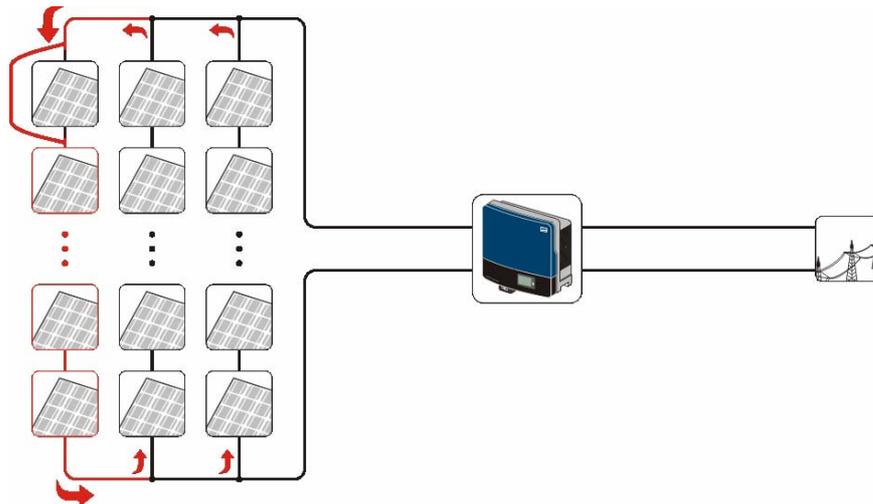


Abb. 4: Rückstrom in den defekten String = Summenstrom der übrigen Strings

Die 3-phasigen Wechselrichter STP 1000TL/12000TL/15000TL/17000TL überwachen die DC-Eingänge mittels elektronischen Sicherungen, die nicht dimensioniert werden müssen und verlustfrei arbeiten. Bei Stringfehlern wird der entsprechende Eingang kurzgeschlossen und somit ein Rückstrom unterbunden.

>> Weitere Informationen: [SMA TI - Rückstrom-Hinweise zur Generatorauslegung](#)  
[SMA TI - Einsatz von Strangsicherungen](#)

## 2.6 Gleichstrom Leitungsverlegung

Bei der Verkabelung der Gleichstromseite, sowohl bei Dachmontage als auch bei Freiaufstellung, sind für einen optimalen und störungsfreien Betrieb einige Regeln zu beachten.

- Kabel mit berührungs- und verwechslungssicheren Steckverbindern verwenden.
- Kabel sollten in Schutzrohren oder im Montagerahmen zum Schutz vor Witterung und UV-Strahlung geführt werden. Freihängende oder auf Stein aufliegende sowie in Wasser liegende Kabel (-> Flachdach) sind nicht zulässig.
- Empfehlenswert ist es, eine Isolations- und Widerstandsmessung nach jeder Kabelverlegung durchzuführen, um sofort in diesem Teilstrang eventuelle Fehler lokalisieren zu können, was zu einem späteren Zeitpunkt im Gesamtsystem schwieriger ist.
- Die Anschlussleitungen aller Stränge sollten nummeriert werden, damit eine spätere Fehlersuche erleichtert wird.
- In einem großen PV-Feld sollten die Querschnittsvarianten der Kabel möglichst gering gehalten werden, um die Montage zu vereinfachen und Fehlinstallationen durch Verwechslung zu vermeiden. Die Kabelverluste sollten dabei immer unter 1% bleiben (gemäß DIN VDE 0100-712).

Bei großen Anlagen ist es oft notwendig, die Stränge des Solargenerators in Generatoranschlusskästen (GAK) zu Gleichstromhauptleitungen zusammenzufassen, die dann zu den DC-Eingängen der einzelnen Wechselrichter weiter geführt werden. Außerdem können Strangsicherungen, Überspannungsschutzelemente und eventuell eine zusätzlich gewünschte DC-Trennstelle integriert werden. Bei der Verwendung von GAK ist darauf zu achten, dass der notwendige Isolationswiderstand ( $R_{iso}$ ) der Wechselrichter durch sachgerechte Installation (Aufbau, Feuchtigkeitsvermeidung) gewährleistet ist.

Weiterhin müssen folgende Punkte eingehalten werden:

- Der Generatoranschlusskasten ist kurzschluss- und erdschlussicher aufzubauen
- Plus- und Minusteil sind deutlich voneinander zu trennen
- Der GAK ist mindestens in Schutzart IP54 auszuführen
- Die maximale Stromfestigkeit der Anschlussstecker darf nicht überschritten werden.
- Vermeidung von großen Leiterschleifen, in die Überspannung eingekoppelt werden könnte
- Montage des GAK möglichst dicht an den Modulen, um die Strangleitungen kurz zu halten. Bei eingebautem Überspannungsschutz sind dadurch die Module auch optimal gesichert.

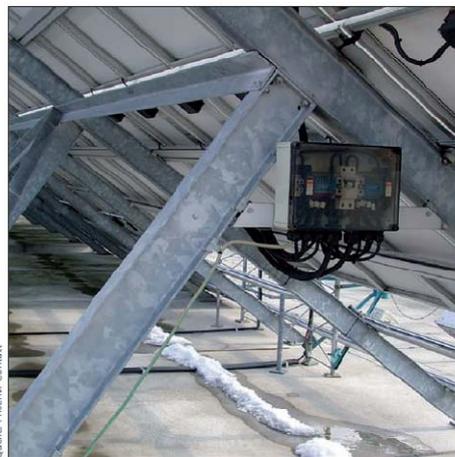


Abb. 5: Beispiel eines Generatoranschlusskastens mit Hauptschalter und Überspannungsschutz der Firma ENWI (links) und Montage in einer Anlage (Phönix).

Tripower Wechselrichter können DC-seitig optional mit einem Überspannungsschutz Typ 2 für die beiden MPP Eingänge A und B ausgerüstet werden, wodurch eine extern Lösung entfallen kann. Für die feste Leitungs- und Kabelverlegung vom GAK bis zum Wechselrichter eignen sich Feuchtraumleitungen (NYM-O) oder Erdkabel (NYY-O) als Einzeladern, der Querschnitt ist entsprechend dem Generatorkurzschlussstrom zu wählen. Beim Anschlusssystem „Sunclix“ sind Kabelquerschnitte von 2.5 mm<sup>2</sup> bis 6 mm<sup>2</sup> bei einer Stromfestigkeit von 40 A möglich.

Die am Wechselrichter ankommende Gleichstromhauptleitung kann, um die Stromfestigkeit der Anschlussstecker nicht zu überschreiten, wieder mit Hilfe eines GAK in einzelne Strangleitungen aufgeteilt werden.

### 3 Anschlusskonzept Niederspannungsseite

#### 3.1 Netzformen und Anschlusskompatibilität

(Stand 05/2010 – aktuelle Informationen/Installationsanleitungen beachten)

Netzform \ WR	TN-C-Netz		TN-C-S-Netz		TN-S-Netz		IT-Netz		TT-Netz	
	Transformator	Netz	Transformator	Netz	Transformator	Netz	Transformator	Netz	Transformator	Netz
Einphasig mit Transformator										
	TN-C-Grid		TN-C-S-Grid		TN-S-Grid		IT-Grid		TT-Grid	
SMC 6000A	JA		JA		JA		JA		JA	
SMC 7000HV	JA		JA		JA		JA		JA	
SMC 7000HV-11	JA		JA		JA		JA		JA	
Einphasig ohne Transformator										
SMC 6000TL	JA		JA		JA		NEIN		JA, wenn $U_{N-PE} < 30V$	
SMC 7000TL	JA		JA		JA		NEIN		JA, wenn $U_{N-PE} < 30V$	
SMC 8000TL	JA		JA		JA		NEIN		JA, wenn $U_{N-PE} < 30V$	
SMC 9000TL	JA		JA		JA		NEIN		JA, wenn $U_{N-PE} < 30V$	
SMC 10000TL	JA		JA		JA		NEIN		JA, wenn $U_{N-PE} < 30V$	
SMC 11000TL	JA		JA		JA		NEIN		JA, wenn $U_{N-PE} < 30V$	
SMC 9000TLRP	JA		JA		JA		NEIN		JA, wenn $U_{N-PE} < 30V$	
SMC 10000TLRP	JA		JA		JA		NEIN		JA, wenn $U_{N-PE} < 30V$	
SMC 11000TLRP	JA		JA		JA		NEIN		JA, wenn $U_{N-PE} < 30V$	
Dreiphasig ohne Transformator										
STP 10000TL-10	JA		JA		JA		NEIN		JA	
STP 12000TL-10	JA		JA		JA		NEIN		JA	
STP 15000TL-10	JA		JA		JA		NEIN		JA	
STP 17000TL-10	JA		JA		JA		NEIN		JA	

Tab. 1: Kompatibilität ausgewählter Wechselrichter zu bestimmten Netzformen

Zu beachten ist, dass IT-Netze häufig in Bereichen mit besonderen Anforderungen eingesetzt werden, wie z. B. in der Personen- oder Versorgungssicherheit. Für diese Netze ist abzuwägen, ob der Einsatz eines Photovoltaik-Wechselrichters sinnvoll ist. Durch das normale Betriebsverhalten (z. B. mögliche Zu- und Abschaltvorgänge aufgrund von Einstrahlungsverhältnissen) der Wechselrichter können unerwünschte Einflüsse auf andere Geräte (z. B. medizinische Geräte) entstehen. Der Einsatz von traflosen Wechselrichtern in einem TT-Netz kann nicht empfohlen werden, da das Spannungsverhältnis  $U_{N,PE}$  von sich verändernden äußeren Einflüssen (Feuchtigkeit, Erdbeschaffenheit, Erdungsausführungen etc.) abhängig ist und damit auch variieren kann.

### 3.2 Generelle Anlagenkonzeption

Damit die Vorteile einer dezentral organisierten PV-Anlage zum Tragen kommen, ist es hilfreich bei der Anlagenkonzeption einige Planungsprinzipien zu beachten.

- Der gesamte PV-Generator kann aus Teilgeneratoren mit gleicher Leistung, Verschaltung und Dimension aufgebaut werden, denen jeweils ein Wechselrichter zugeordnet ist. Diese Basisgeneratoren sind dann einfach zu duplizieren, vorzukonfektionieren und zusammenschalten.
- Bei einphasig einspeisenden Wechselrichtern (SMC) sind Dreiergruppen zu bilden, um ein dreiphasiges System aufzubauen. Die Einspeiseleistung ist möglichst gleichmäßig auf die Phasen aufzuteilen, wobei die Differenz der Einspeisescheinleistung zwischen zwei Phasen nicht mehr als 4.6 kVA betragen darf. Ist die Verwendung des Power Balancers<sup>1</sup> vorgesehen, sind die Wechselrichter einer Gruppe so zu montieren, dass die entsprechend notwendige Kabelverbindung zwischen ihnen möglich ist.
- Die optimale Platzierung der Wechselrichter richtet sich nach den örtlichen Gegebenheiten. Ziel ist es, die Summe der Kabelverluste und -kosten auf der DC- und AC-Seite zu minimieren. Wenn der Anlagenaufbau es zulässt, sollten die Wechselrichter möglichst nah an den Modulen installiert werden, um Gleichstromverkabelung einzusparen. Dabei können die Wechselrichter einzeln direkt an ihrem Teilgenerator montiert oder zu Gruppen zusammengefasst werden, um einen gemeinsamen AC-Verteiler leitungsnahe zu nutzen.
- Je nach Lage des Einspeisepunktes im Generatorfeld und Anzahl der Wechselrichter, muss eine bestimmte Anzahl von AC-Unterverteilern und AC-Hauptverteilern eingesetzt werden, um stufenweise eine AC-Bündelung hin zum Transformator vorzunehmen. Kabel müssen

---

<sup>1</sup> Durch den Power Balancer – in allen Sunny Mini Centrals verfügbar – wird eine elektrische Kopplung von drei einphasigen Wechselrichtern zu einer dreiphasigen Einspeiseeinheit realisiert, die auf Phasen- und Geräteausfall reagieren kann, um Schiefast zu vermeiden.

entsprechend den auftretenden Strömen dimensioniert werden (Verluste < 1%). Auch hier sollten die Querschnittsvarianten der Kabel möglichst klein gehalten werden. Für die Leitungsberechnung kann das Excel-Tool „Leitungsberechnung\_13\_20081016\_DE.xls“ (unter [www.sma.de/de/service/downloads](http://www.sma.de/de/service/downloads) -> Software) genutzt werden. Die einzelnen Unterverteiler sind mit Leitungsschutzschaltern und bei Bedarf mit Überspannungsschutz auszurüsten (nähere Info in 3.2 und 3.3).



Abb. 6: Wechselrichtermontage in sechser Gruppen bei einer aufgeständerten Freiflächenanlage

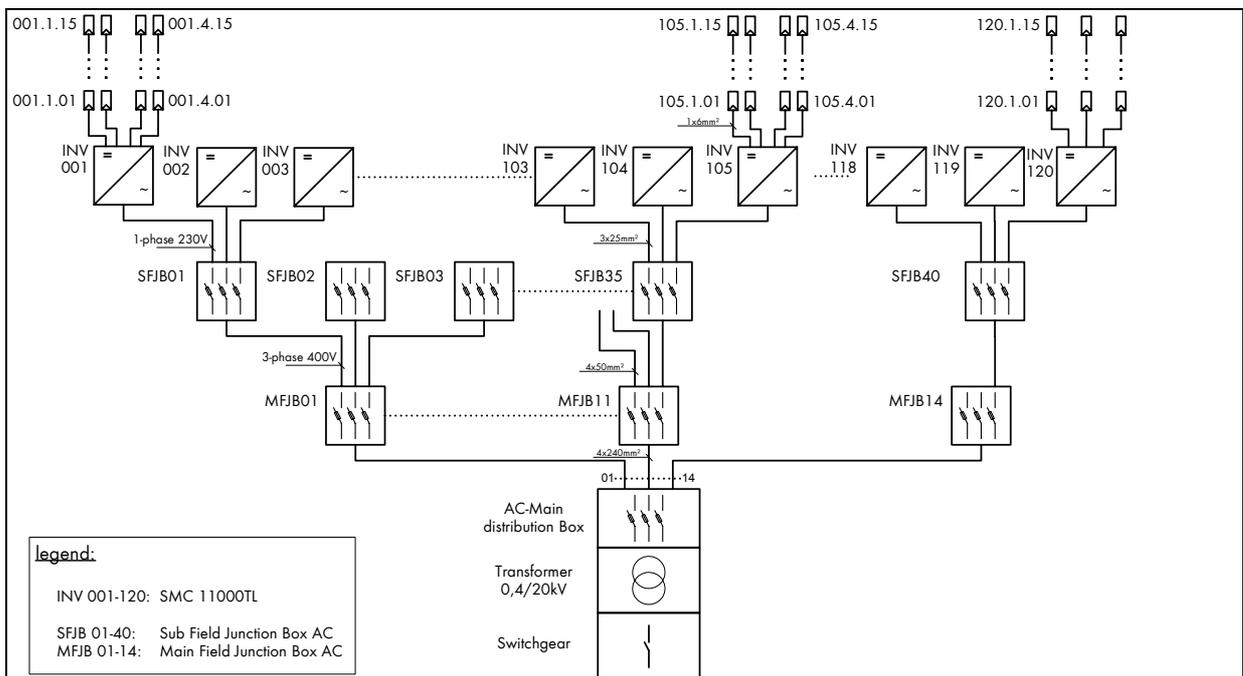


Abb. 7: Block Diagramm einer dezentralen 1.2 MW Anlage mit SMC

- Bei Anlagen mit einer Summen-Nennscheinleistung größer 30 kVA ist laut VDEW Niederspannungsrichtlinie immer eine jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion erforderlich. Dies kann auf der Niederspannungsseite im Hauptverteiler mittels eines Sicherungslasttrenners realisiert werden. Wird ein Entkopplungsschutz auf der Niederspan-

nungsseite gefordert, ist eine Kombination aus Netzüberwachungsrelais und Lasttrennschalter vorzusehen (Die genauen Anforderungen sind mit dem Energieversorgungsunternehmen abzusprechen).

### 3.3 Einsatz 1-phasiger SMC Wechselrichter

Durch die modulnahe und dezentrale Montage der 1-phasigen SMC Wechselrichter in Großanlagen, müssen größere Distanzen zwischen Wechselrichter und AC-Unterverteilungen oder Einspeisepunkten zurückgelegt werden. Für eine optimale Kabelkonzeption sollten dazu folgende Regeln beachtet werden:

- Zusammenfassen von drei SMC Wechselrichtern mit gleicher Leistung zu einem dreiphasigen System.
- Die einphasigen AC-Anschlüsse der einzelnen Geräte werden mittels einer Unterverteilung zu einer dreiphasigen Leitungsführung zusammengefasst. Die Abstände zwischen den Wechselrichtern und Unterverteilung sollten kurz gehalten werden, um Leitungsverluste und Leitungsquerschnitte der jeweils einphasigen Kabel zu minimieren.
- Ab der Unterverteilung können längere Kabelwege mit geringen Leitungsverlusten durch die Wahl von entsprechendem Kabelmaterial bis zum nächsten Anschlusspunkt realisiert werden (z.B. Standardkabel 4x50mm<sup>2</sup>). Liegt eine symmetrische Einspeisung vor, wird der Neutralleiter nicht belastet und die Leitungsverluste halbieren sich. Somit wird die maximal mögliche Leitungslänge verdoppelt.
- Bei der Wahl des Kabeltyps sind sowohl Umgebungseinflüsse (Temperatur, Verlegeart, UV-Beständigkeit) als auch wechselrichtertypische Daten (max. AC-Strom) zu berücksichtigen.

Die maximalen Leitungslängen in Abhängigkeit vom Leiterquerschnitt sind in der folgenden Tabelle dargestellt (Material Kupfer bei 1% Verlust). Die maximale Leitungslänge sollte nicht überschritten werden.

Leitungsquerschnitt	Max. Leitungslänge		
	SMC 9000TL	SMC 10000TL	SMC 11000TL
16,0 mm <sup>2</sup>	27 m	24 m	22 m
25,0 mm <sup>2</sup> <sup>a)</sup>	43 m	38 m	35 m
<sup>a)</sup> Nur flexible Leitungen verwenden.			

Tab. 2: Maximale Leitungslänge zwischen SMC Wechselrichter und Unterverteilung

Bei PV-Anlagen größer 30 kVA ist nach der VDEW Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ eine jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion und eine dreiphasige Spannungsüberwachung mit Spannungssteigerungs- und Rückgangsschutz und Kuppelschalter gefordert. Durch die schon beschriebene elektrische Kopplung von drei einphasigen Wechselrichtern zu einer dreiphasigen Einspeiseeinheit und der Aktivierung der in jedem SMC vorhandenen Power Balancer Funktionalität, kann eine dreiphasige Spannungsüberwachung und damit ein netzsymmetrischer Betrieb realisiert werden. Der Power Balancer kennt dabei unterschiedliche Betriebsarten, mit denen man die Reaktion der jeweiligen Einspeiseeinheit auf Netzfehler oder Gerätestörung festlegen kann:

- Betriebsart „OFF“  
In die nicht betroffenen Phasen wird im Fehlerfall weiter eingespeist. Schiefast möglich.
- Betriebsart „Power Guard“  
In die nicht betroffenen Phasen wird bei Netzfehler oder Gerätestörung mit max. 5kVA eingespeist.
- Betriebsart „Phase Guard“  
Bei Netzfehler wird die Einspeiseeinheit abgeschaltet.
- Betriebsart „Fault Guard“  
Bei Netz- oder Gerätefehler wird die Einspeiseeinheit abgeschaltet. Der Vorteil dieser Betriebsart gegenüber der externen Spannungsüberwachung ist, dass auch bei einem Gerätefehler abgeschaltet wird.

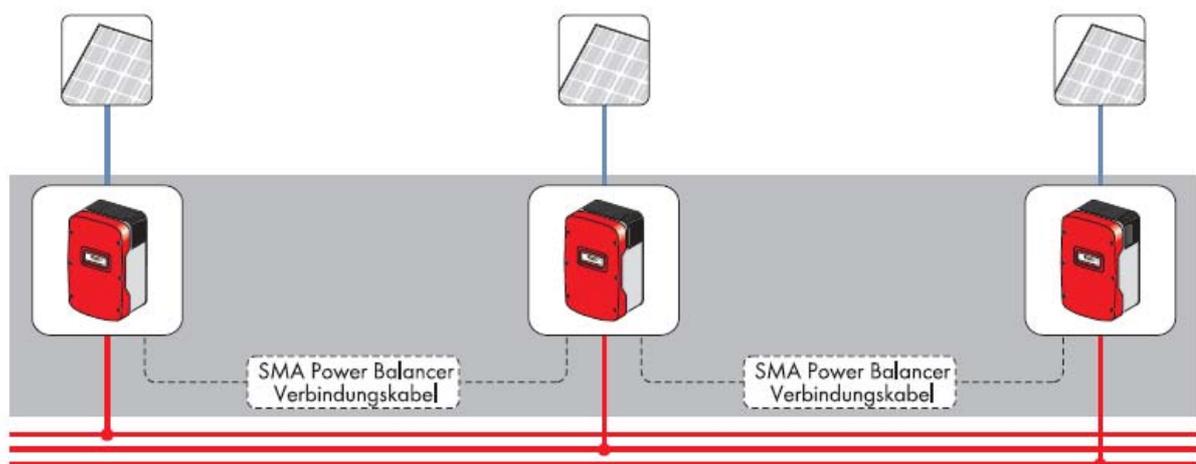


Abb. 8: Dreiphasige Einspeiseeinheit mit elektrischer Kopplung durch Power Balancer

>> Weitere Informationen:

[SMA TI - Dreiphasiger Netzanschluss SMC](#)

### 3.4 Einsatz 3-phasiger Sunny Tripower Wechselrichter

Beim Einsatz der Tripower Wechselrichter entfällt die Gruppenbildung zu Einspeiseeinheiten, da jeder Wechselrichter 3-phasig an das Niederspannungsnetz angeschlossen wird. In Abhängigkeit von der möglichen Anzahl der Leitungsschutzschalter im Hauptverteiler können die Wechselrichter direkt in der Niederspannungshauptverteilung angeschlossen oder über eine AC-Unterverteilung gebündelt und zur Hauptverteilung geführt werden. Zu Berücksichtigen sind dabei wieder die maximal möglichen Kabellängen zwischen Wechselrichter und Verteiler.

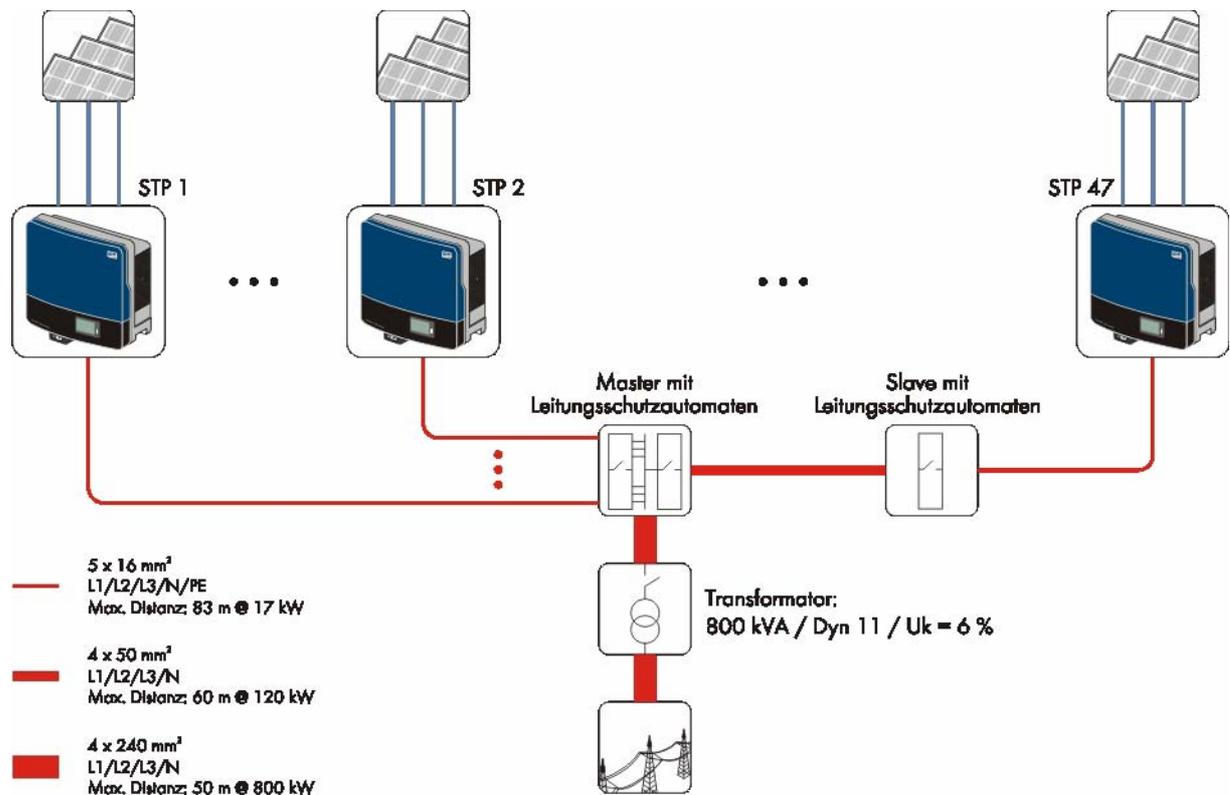


Abb. 9: Anlagenbeispiel 800 kW mit Sunny Tripower

Die Netzimpedanz der AC-Leitung darf 1 Ohm nicht überschreiten. Der Sunny Tripower schaltet sonst bei voller Einspeiseleistung aufgrund zu hoher Spannung am Einspeisepunkt ab.

Die maximalen Leitungslängen in Abhängigkeit vom Leiterquerschnitt sind in der folgenden Tabelle dargestellt. Die maximale Leitungslänge sollte nicht überschritten werden.

Leiterquerschnitt	Max. Leitungslänge			
	STP 10000TL-10	STP 12000TL-10	STP 15000TL-10	STP 17000TL-10
6,0 mm <sup>2</sup>	53 m	43 m	35 m	31 m
8,0 mm <sup>2</sup>	70 m	58 m	46 m	41 m
10,0 mm <sup>2</sup>	88 m	73 m	58 m	52 m
16,0 mm <sup>2</sup>	141 m	116 m	93 m	83 m

Tab. 3: Maximale Leitungslänge zwischen STP Wechselrichter und Unterverteilung

Eine Multi-MW-Anlage kann modular aus Niederspannungsblöcken aufgebaut werden, die aus immer der gleichen Konfiguration von Solar-Modulen, DC-AC-Verkabelung, Tripower Wechselrichtern und Mittelspannungstransformator bestehen. Die einzelnen Niederspannungsblöcke werden am Mittelspannungsnetz zusammengeführt und von dort an das Energieversorgungsnetz angebunden.

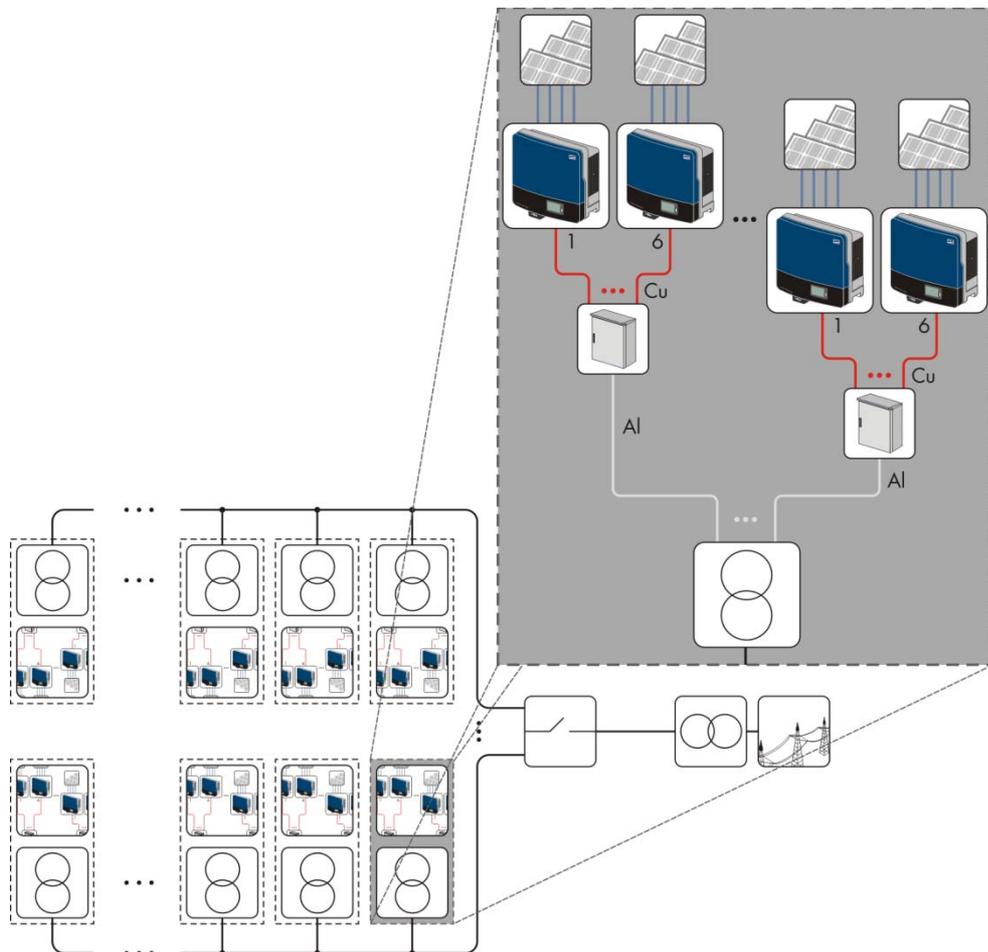


Abb. 10: Blockschaltbild Multi-MW-Anlage mit Sunny Tripower<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Aus: Multi-Megawatt PV-Großkraftwerke mit modularer Anlagentopologie [M. Sporleder, M. Breede, J. Reekers ]

Eine optimale Struktur der Niederspannungsblöcke ergibt sich durch die Verwendung von kostengünstigen, standardisierte (nicht begehbaren) Transformatorkompaktstationen, Wechselrichtern der Leistungsklasse 10 – 17 kW und Blockgrößen zwischen 400 kVA und 1250 kVA . Dabei zeichnen sich folgende kostenoptimale Lösungen ab:

- Niederspannungsblöcke bis 630 kVA. Hier können die dezentral im PV-Feld verteilten Wechselrichter direkt an der Kompaktstation angeschlossen werden. Hierdurch ergeben sich Installationsvorteile, da keine AC-Verteiler benötigt werden.
- Niederspannungsblöcke ab 630 kVA. Die dezentral im PV-Feld verteilten Wechselrichter werden zu sechst in einem AC-Verteiler gebündelt und per Aluminiumkabel an den Mittelspannungstransformator (Kompaktstation) angeschlossen.

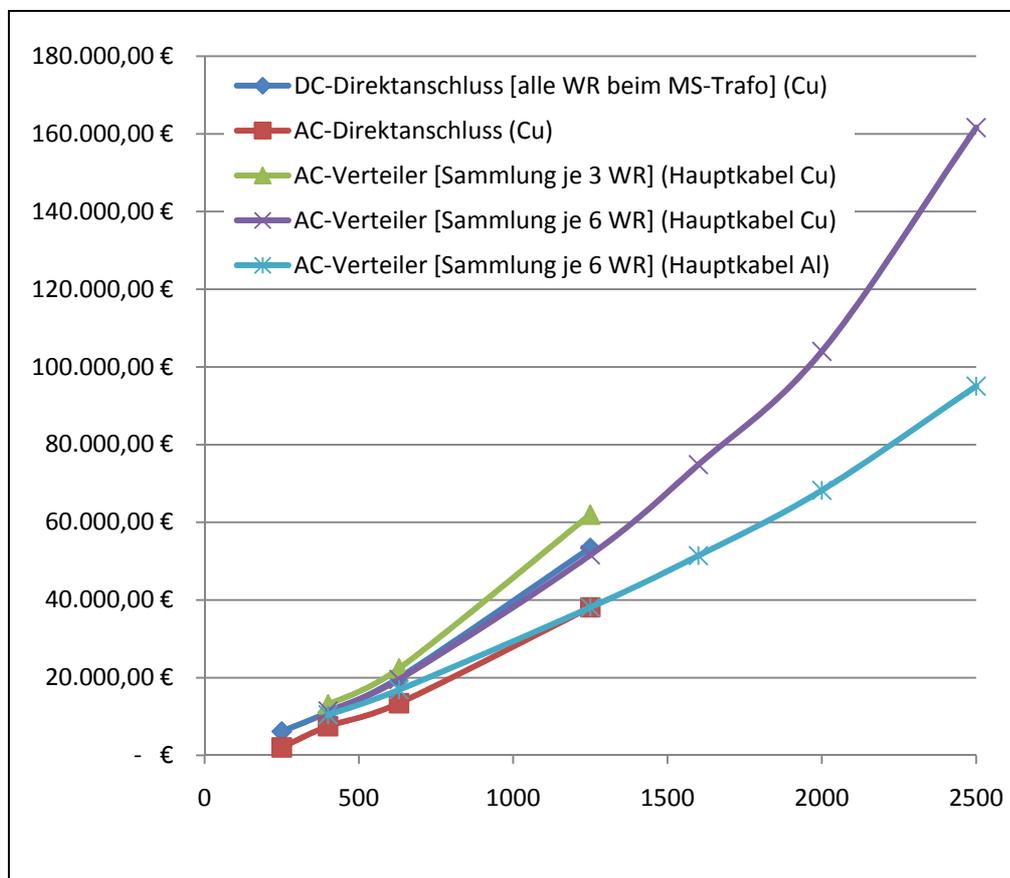


Abb. 11: Materialkosten für Niederspannungskabel und -verteiler bei Anbindung von 17 kW Tripower Wechselrichter an variierende MS-Transformatorgrößen<sup>1</sup>  
 [Preisannahmen: Cu 4.28 €/kg; Al 1.87 €/kg – Kabelverlustleistung (AC-DC) ca. 1.5% der Nennleistung]

<sup>1</sup> Aus: Multi-Megawatt PV-Großkraftwerke mit modularer Anlagentopologie [M. Sporleder, M. Breede, J. Reekers ]

Daraus ergeben sich folgende Anlagen Konfigurationen:

- Wechselrichter im Feld verteilt mit AC-Verteiler
- Wechselrichter im Feld verteilt mit direkten AC-Anschluss
- Wechselrichter in Trafonähe installiert mit direktem DC-Anschluss

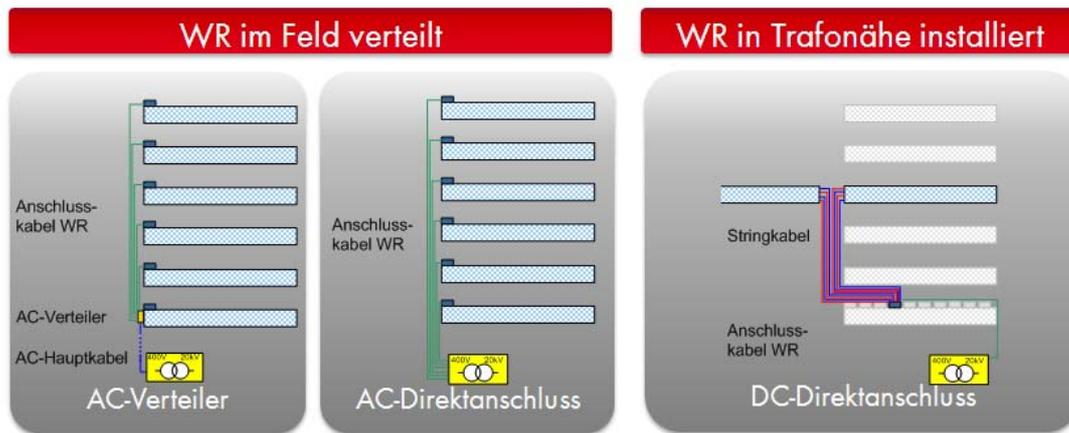


Abb. 12: Mögliche dezentrale Anlagenkonfigurationen<sup>1</sup>

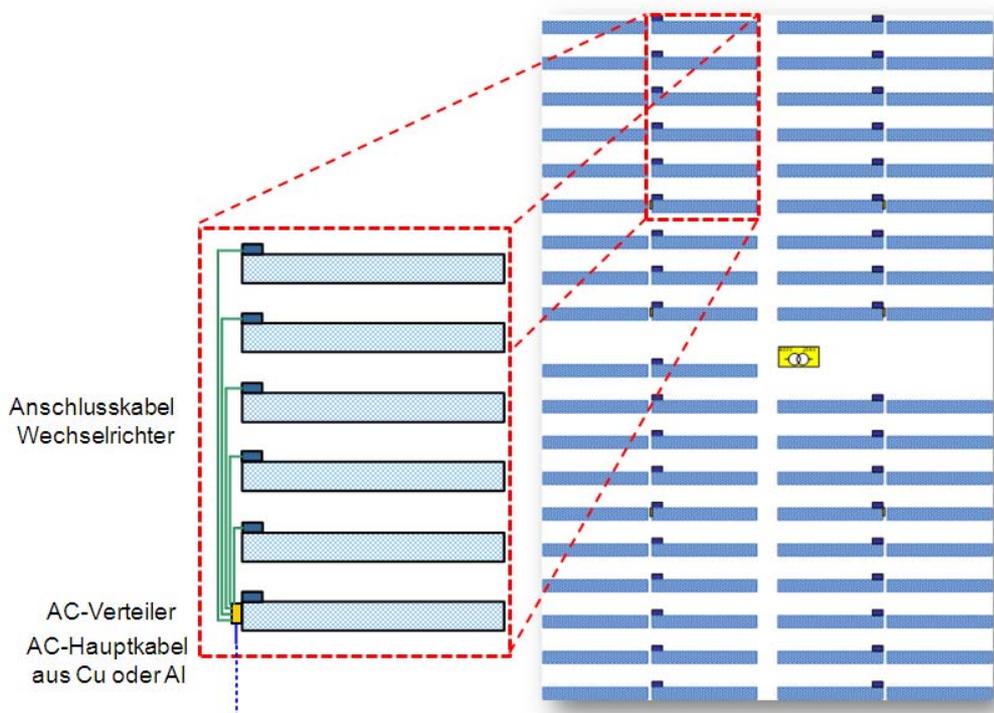


Abb. 13: Wechselrichter im PV-Feld verteilt mit je 6 Tripower auf einen AC-Niederspannungsverteiler geschaltet.

<sup>1</sup> Aus: Multi-Megawatt PV-Großkraftwerke mit modularer Anlagentopologie [J. Reekers, Bad Staffelstein 03/2010 ]

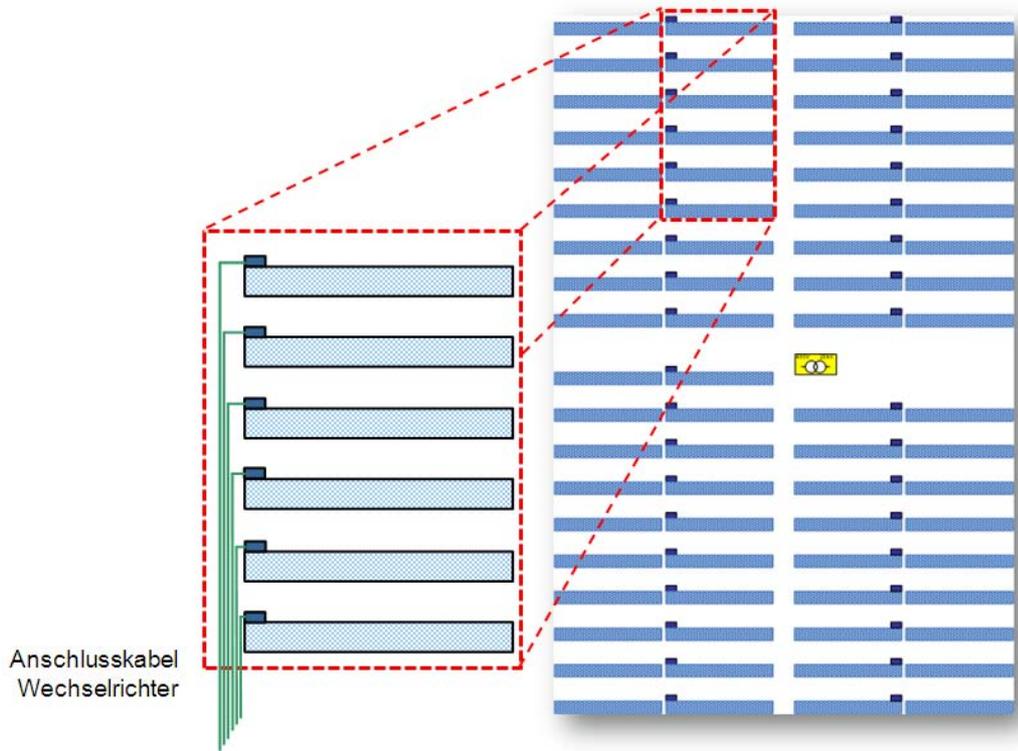


Abb. 14: Wechselrichter im PV-Feld verteilt mit AC-Direktanschluss an Trafostation

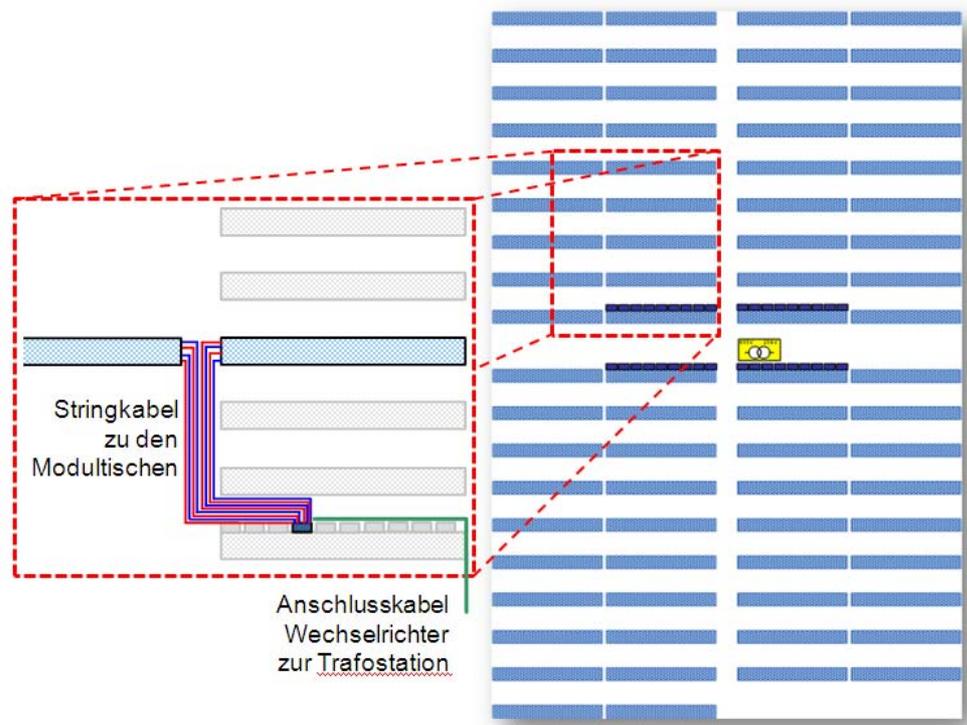


Abb. 15: Wechselrichter in Trafonähe installiert mit direktem DC-Anschluss



## 3.5 Schutz- und Schaltanlagen

### 3.5.1 Leitungsschutzschalter

Jeder Wechselrichter bzw. jede Leitung muss mit einem eigenen Leitungsschutzschalter abgesichert werden, um den Wechselrichter unter Last sicher trennen zu können. Bei der Auswahl der Leitungsschutzschalter sind länderspezifische Normen und Bestimmungen einzuhalten.

Sowohl die abzusichernden Leitungen als auch die Leitungsschutzschalter selbst unterliegen bestimmten Einflussfaktoren, die bei deren Auswahl und Dimensionierung beachtet werden müssen.

Der Leitungsschutzschalter muss an die Stromtragfähigkeit der angeschlossenen Leitung angepasst sein, um bei Überschreiten des zulässigen Stromes auslösen zu können. Die Stromtragfähigkeit einer Leitung ist abhängig von:

- Leitungsquerschnitt, Material (Kupfer, Aluminium) und Leitungsart (Isolierung, Anzahl der Adern etc.)
- Umgebungstemperatur an der Leitung. Mit steigender Temperatur nimmt die Stromtragfähigkeit ab.
- Verlegeart der Leitungen. Durch die genannte Temperaturabhängigkeit verringert sich die Stromtragfähigkeit, wenn die Leitungen die entstehende Wärme nicht abgeben können (Verlegung in Isoliermaterial) oder wenn Leitungen sich gegenseitig erwärmen (Dichte Verlegung). Bei der Verlegung im Außenbereich (PV-Freifeldanlagen, Flachdachanlagen) kann die erhöhte Umgebungstemperatur die Stromtragfähigkeit der Leitungen beeinflussen.

Bei der Dimensionierung und Montage der Leitungsschutzschalter ist zu beachten, dass

- die Schleifenimpedanz im Fehlerfall den Strom begrenzt und damit die Auslösezeiten des Leitungsschutzschalters beeinflussen kann. Können die in der Norm DIN VDE 0100-410 geforderten Abschaltzeiten (Abschnitt 413.1.3) nicht eingehalten werden, ist alternativ für die Abschaltung der Stromversorgung eine RCD vorzusehen.
- die Leitungsschutzschalter sich durch zu enge Aneinanderreihung gegenseitig erwärmen und damit ihr Auslöseverhalten derart verändern, dass sie schon unterhalb ihres Nennstroms auslösen. Wechselrichter speisen zeitgleich ihren maximalen Strom ein und können somit an nebeneinander liegenden Leitungsschutzschaltern eine schnellere Erwärmung verursachen. Um ein vorzeitiges Auslösen zu verhindern, sind größere Abstände zwischen den Leitungsschutzschaltern vorzusehen (Anreihfaktor beachten).
- bei steigender Umgebungstemperatur der Auslösestrom bei Überlast sinkt. Aus diesem Grund sollten Unterverteilungen im Freifeld nicht der direkten Sonneneinstrahlung ausgesetzt werden. Auch die Installation in stark beheizten Räumen ist zu vermeiden.

- sich hintereinander geschaltete Sicherungen selektiv verhalten. Das heißt, bei einem Kurzschluss schaltet die jeweils nächstgelegene Sicherung eindeutig vor den weiter entfernten aus.

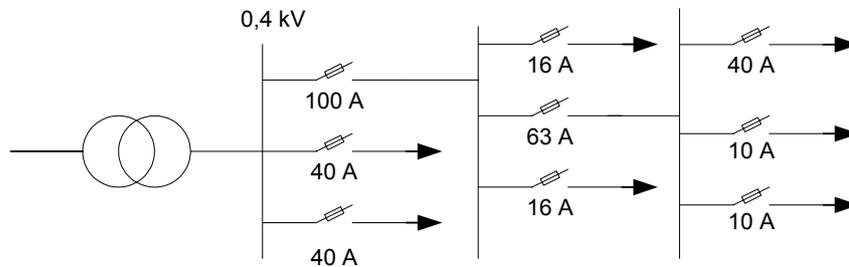


Abb. 17: Schutz eines Niederspannungsnetzes durch Staffelung

- je nach Anlaufverhalten der angeschlossenen Geräte unterschiedliche Leitungsschutzschalter-Charakteristiken (z.B. B-Charakteristik:  $I_{\text{Nenn}} \times 5 = \text{Auslösestrom}$ ; C-Charakteristik:  $I_{\text{Nenn}} \times 10 = \text{Auslösestrom}$ ) eingesetzt werden.

Ein Schraub Sicherungselement z. B. D-System (Diazed) oder D0-System (Neozed) ist kein Lasttrenner und darf somit zwar als Leitungsschutz nicht jedoch als Lasttrenneinrichtung eingesetzt werden. Das Element kann beim Trennen unter Last zerstört werden. Ausnahmen bilden sogenannte Linocur-Schaltgeräte für Neozed-Sicherungen.

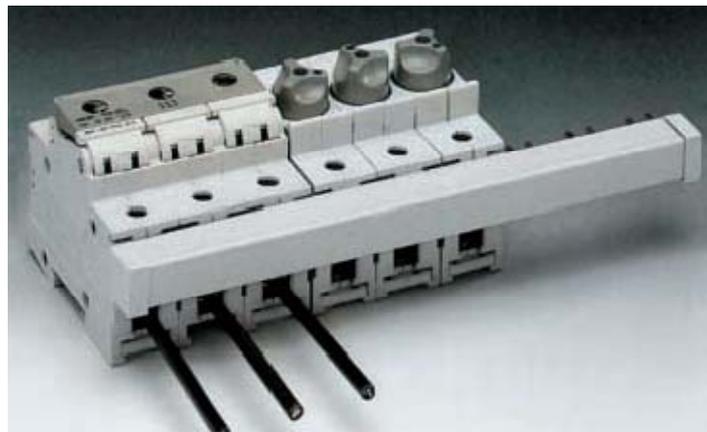


Abb. 18: Linocur-Schaltelement (links, 3-polig) mit einsetzbaren Neozed-Sicherungen  
Quelle: Ferraz Shawmut

Maximal zulässige Absicherung bei SMC und STP Wechselrichter:

(Stand 05/2010 - aktuelle Informationen/Installationsanleitungen beachten)

Wechselrichter	Maximale Absicherung (Stromstärke)
Sunny Mini Central 4600A	40 A
Sunny Mini Central 5000A	40 A
Sunny Mini Central 6000A	40 A
Sunny Mini Central 7000HV	50 A
Sunny Mini Central 6000TL	50 A
Sunny Mini Central 7000TL	50 A
Sunny Mini Central 8000TL	50 A
Sunny Mini Central 9000TL	80 A
Sunny Mini Central 10000TL	80 A
Sunny Mini Central 11000TL	80 A
Sunny Tripower 10000TL	40 A
Sunny Tripower 12000TL	40 A
Sunny Tripower 15000TL	40 A
Sunny Tripower 17000TL	40 A

Tab. 4: Max. zulässige Absicherung pro Phase bei SMC und STP Wechselrichter

>> Weitere Informationen: [SMA TI - Leitungsschutzschalter mit Berechnungsbeispielen](#)

### 3.5.2 Fehlerstromschutzschalter

Alle traflosen Sunny Mini Central und Sunny Tripower Wechselrichter sind mit einer integrierten Fehlerstromüberwachungseinheit (RCMU) ausgestattet und erfüllen damit die Forderung der DIN VDE 0126-1-1. Für die Klärung, ob ein zusätzlicher Fehlerstromschutzschalter (RCD) notwendig ist können die Normen DIN VDE 0100-410: 2007-06 (Schutz gegen elektrischen Schlag) und DIN VDE 0100-712: 2006-06 (Errichten von Niederspannungsanlagen Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art - Solar-Photovoltaik-(PV) - Stromversorgungssysteme) herangezogen werden, die den Schutz gegen indirektes Berühren behandeln.

Gründe für den Einsatz eines RCD:

- Die Leitungsschutzschalter können die Abschaltbedingungen als Fehlerschutz zum Schutz durch automatische Abschaltung der Stromversorgung nicht erfüllen (z.B. bei zu hoher Schleifenimpedanz)
- Der Netzbetreiber fordert in seinen technischen Anschlussbedingungen (TAB) den Einsatz eines RCD.

- Installationsort bzw. örtliche Bedingungen machen auf Grund anderer Normen einen RCD notwendig. So ist z.B. bei Installationen in Scheunen oder Holzhäusern nach DIN VDE 0100-482 ein RCD mit einem Bemessungsdifferenzstrom von max. 300 mA aus Brandschutzgründen vorgeschrieben.

Nach DIN VDE 0100-712 sind auf der Wechselspannungsseite Schutzeinrichtungen zur Abschaltung notwendig. Wenn die Gleich- und Wechselspannungsseite der PV-Stromversorgungssysteme nicht mindestens eine einfache Trennung aufweist, müssen dafür allstromsensitive Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen vom Typ B eingesetzt werden. Wenn sichergestellt ist, dass keine Gleichfehlerströme auftreten können, sind andere Schutzeinrichtungen, z. B. vom Typ A möglich.

Alle SMA Wechselrichter mit Transformator und alle transformatorlosen Wechselrichter mit integrierter Fehlerstromüberwachungseinheit (RCMU) können konstruktionsbedingt keine Gleichfehlerströme ins Netz einspeisen. Daher ist der Einsatz eines RCD Typ B nicht notwendig. Wird ein Fehlerstromschutzschalter den Wechselrichtern vorgeschaltet, ist ein Gerät vom Typ A ausreichend.

Da bei transformatorlosen Wechselrichtern betriebsbedingt Gleichdifferenzströme auftreten können (siehe 2.1 und 2.2), muss der Bemessungsdifferenzstrom ( $I_{\Delta n}$ ) eines vorgelagerten RCD mindestens 100 mA betragen, um ein vorzeitiges Auslösen während des Betriebes zu vermeiden. Dabei muss für jeden angeschlossenen Wechselrichter ein Bemessungsdifferenzstrom von 100 mA vorgesehen werden (z.B. bei 3 Wechselrichtern beträgt  $I_{\Delta n}$  des RCD 300 mA).

>> Weitere Informationen: [SMA TI - Kriterien für die Auswahl eines RCD mit Berechnungsbeispielen](#)

### 3.5.3 Überspannungsschutz

Die Sunny Tripower und Sunny Mini Central erfüllen auf der AC-Seite die Überspannungskategorie 3, die einer Spannungsfestigkeit der Schutzklasse III (4 kV Spannungspuls) entspricht. Das erfüllt jedoch keine Forderungen nach einem umfassenden Überspannungs- oder Blitzschutz. Bei Anlagen, bei denen dies gefordert oder gewünscht wird, muss dieser gesondert durch externe Komponenten erfolgen. Die Wechselrichter sind Betriebsmittel als Teil der festen Installation und sollten durch Überspannungsableiter des Typs 2 je nach Anwendung auch 1 und 2 geschützt werden. Welcher Überspannungsableiter eingesetzt werden sollte, muss für jede Installation separat von einer Fachkraft / Fachfirma für Blitz- und Überspannungsschutz beurteilt werden.

**Privatkunden (keine öffentlichen Gebäude):**

Bis zu einer Anlagengröße von 10 kWp ist nicht zwingend ein Blitzschutz vorzusehen. Hier ist es dem Privatmann überlassen, ob er einen Blitzschutz installiert.

Ab einer Anlagengröße von 10 kWp wird in der VDS2010 (VDS=Verband der Sachversicherer) ein innerer und äußerer Blitzschutz gefordert. Wird hier kein Blitzschutz installiert, kann dies zu Problemen mit dem Versicherer führen.

**Öffentliche Gebäude (Schulen, Krankenhaus, Behörden etc.):**

Der ordnungsgemäße Aufbau der Blitzschutzanlage ist in der jeweiligen Landesbauverordnung geregelt. Dabei muss der Installateur die Blitzschutzmaßnahmen dimensionieren und auch ausführen bzw. durch eine geeignete Blitzschutzfirma durchführen lassen. Der Installateur haftet für die Ausführung der Blitzschutzanlage. Wie der Aufbau der Blitzschutzanlage im Allgemeinen geregelt ist bzw. wie die Einbindung zu erfolgen hat ist in der VDE0185 Teil 1-4 beschrieben.

>> Weitere Informationen: SMA TI - Überspannungsschutz

**3.6 AC-Verteiler**

**AC-Unterverteiler**

AC-Unterverteiler fassen die AC-Ausgänge der Wechselrichter phasenweise zusammen, beinhalten Leitungsschutzschalter und sind bei Bedarf um Überspannungsschutz erweiterbar.

Mit einer Anschlussbox (wie z.B. von Wieland) können SMC Wechselrichter in 3er oder 6er Gruppen erfasst werden. Je nach Größe der Anlage können mehrere Stufen an Unterverteilern eingesetzt werden, um alle AC-Stränge zusammen zu fassen und der Niederspannungshauptverteilung zuzuführen.



Abb. 19: Wieland Anschlussbox

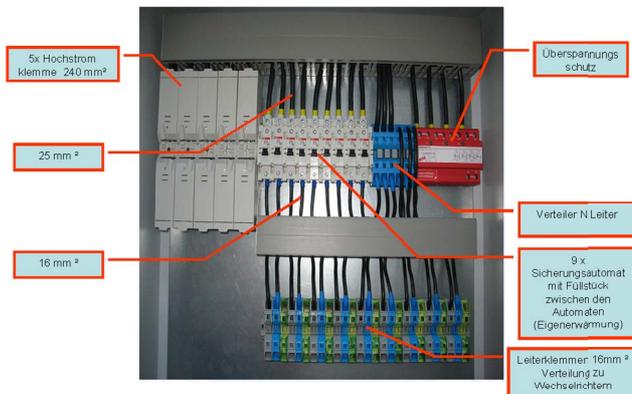


Abb. 20: Möglicher Aufbau eines Master-Verteilers für 9 Wechselrichter SMC für Anschluss an ein TNC-S Netz

## Niederspannungshauptverteiler

Die Niederspannungshauptverteilung (NSHV) realisiert die Anbindung der Wechselrichter an die Trafostation. Die NSHV kann folgendermaßen aufgebaut sein:

- Für Direktanschluss von Wechselrichtern ist die entsprechende Anzahl von Leitungsschutzschaltern einzusetzen.
- Optional statt Leitungsschutzschalter sind Sicherungslasttrenner auf Kupfersammelschiene vorzusehen. Der Anschluss an die NH-Sicherungslasttrenner erfolgt mit Querschnitten bis max. 240 mm<sup>2</sup>.
- Als zusätzlicher Schutz ist ein übergeordneter NH-Sicherungslasttrenner einschließlich Sicherung einzuplanen.
- Bei gefordertem Entkopplungsschutz auf der Niederspannungsseite ist eine Kombination aus Netzüberwachungsrelais und Lastrennschalter gemäß BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlage am Mittelspannungsnetz“ vorzusehen.
- Alternativ ist ein motorbetriebener Leistungsschalter mit UMZ-Schutz und Netzentkopplungsschutz (gemäß BDEW) zu integrieren.

## 4 Mittelspannungsanbindung

### 4.1 Richtlinien

Gültige Gesetze, Normen und Richtlinien bezüglich Netzsicherheitsmanagement und Netzstützung in Deutschland sind

- Das Energie-Einspeise-Gesetz (EEG)<sup>1</sup>
- Technische Richtlinie (TR) Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz<sup>2</sup>

Es sind immer die **aktuellen** Gesetze und Richtlinien zu beachten.

#### 4.1.1 Wirkleistungsbegrenzung

Um einem Überangebot an Energie im Netz entgegenwirken zu können, ist der Versorgungsnetzbetreiber berechtigt, eine ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung vorzunehmen. Diese Fernsteuerung kann z. B. mittels Rundsteuertechnik (Funk oder netzgekoppelt) realisiert werden. Mittels SMA Power Reducer Box werden die Schaltzustände der potentialfreien Relaisausgänge

---

<sup>1</sup> Vom 25. Oktober 2008

<sup>2</sup> Herausgegeben vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft; Inkrafttreten: 01.01.2009

des Rundsteuerempfängers zur Wirkleistungsbegrenzung in Stufen (z.B. 100%, 60%, 30%, 0%) an die Wechselrichter weitergegeben.

Zugehörige Richtlinien in Deutschland:

EEG 2009 § 6: Anschlussvoraussetzung

[...] Die Verpflichtung zum vorrangigen Anschluss besteht nicht, wenn die Leistung der Anlage 100 Kilowatt übersteigt und sie nicht mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung

- a) zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung und
  - b) zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung ausgestattet ist, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf [...].
- gültig ab 01.01.2009

TR: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz

[...] In folgenden Fällen ist der Netzbetreiber berechtigt, eine vorübergehende Begrenzung der Einspeiseleistung zu verlangen oder eine Anlagenabschaltung vorzunehmen: [...]

→ gültig ab 01.01.2009 (Datum der Antragsstellung)

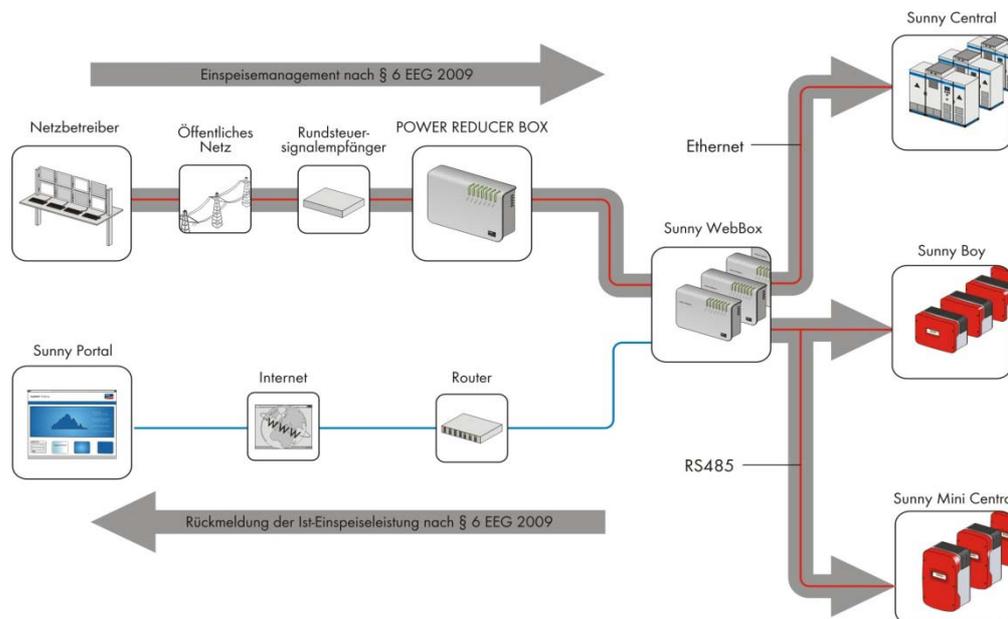


Abb. 21: Wirkleistungsreduzierung mittels Power Reducer Box

### 4.1.2 Frequenzabhängige Wirkleistungsbegrenzung

Um schneller auf plötzlich auftretende Veränderungen/Störungen des Netzes reagieren zu können, wird neben der relativ trägen Reduzierung durch ein Rundsteuersignal (Reaktion im Minutenbereich) die frequenzabhängige Wirkleistungsbegrenzung gefordert. Grundlage dafür ist die Tatsache, dass sich eine Überversorgung des Netzes an einer steigenden Frequenz erkennen lässt. Steigt die Frequenz über einen bestimmten Grenzwert z.B. 50,2 Hz so muss die Wirkleistung in Abhängigkeit der Frequenzsteigerung verringert werden. Die Frequenz muss erst wieder unter einen bestimmten Wert fallen (50,05 Hz), bevor die Leistung wieder erhöht werden darf (Schleppzeigerfunktionalität).

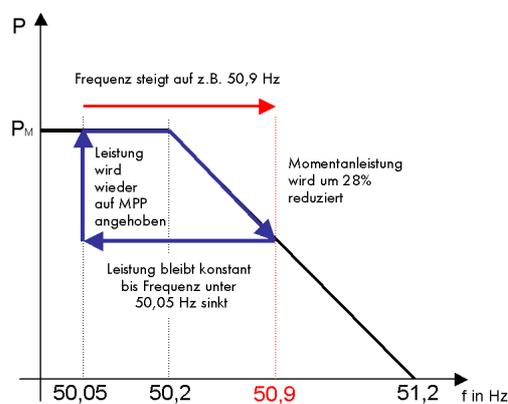


Abb. 22: Beispiel für eine Frequenzsteigerung auf 50,9 Hz

Zugehörige Richtlinie in Deutschland:

#### TR: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz Kapitel 2.5.3

[...] Alle Erzeugungseinheiten müssen im Betrieb bei einer Frequenz von mehr als 50,2 Hz die momentane Wirkleistung (zum Zeitpunkt der Anforderung; Einfrieren des Wertes) mit einem Gradienten von 40 % der momentan verfügbaren Leistung des Generators je Hertz absenken [...]

[...] Die Wirkleistung darf erst bei Rückkehr der Frequenz auf einen Wert von  $f \leq 50,05$  Hz wieder gesteigert werden, solange die aktuelle Frequenz 50,2 Hz nicht überschreitet. [...]

➔ Anforderung ist ab 01.05.2009 für alle Neuanlagen zu erfüllen – Anlagen die im Zeitraum 01.01.2009 bis 01.05.2009 errichtet wurden, müssen bis Ende 2009 nachgerüstet werden.

SMA Wechselrichter reduzieren selbstständig die momentane Wirkleistung (zum Zeitpunkt des Erreichens des Grenzwertes) in Abhängigkeit der weiteren Frequenzsteigerung. Die entsprechenden Parameter können konfiguriert werden.

### 4.1.3 Blindleistungsbereitstellung

Die geforderte Bereitstellung von Blindleistung dient zur Stabilisierung der Netzspannung am Übergabepunkt. Eine ohmsch-kapazitive Einspeisung bewirkt eine Anhebung und eine ohmsch-induktive Einspeisung eine Absenkung der Netzspannung am Abschlusspunkt und kann somit in begrenztem Maße zur Netzstützung beitragen.

Dabei können verschiedene Vorgaben definiert werden:

- **Feste Vorgabe – z. B.  $\cos \varphi$**   
Der Netzbetreiber gibt einen festen Wert für  $\cos \varphi$  oder  $Q$  vor. Die Werte können direkt über die Wechselrichterparameter gesetzt oder über die Power Reducer Box – WebBox Kommunikation vorgegeben werden.
- **Zeitlich veränderliche Vorgabe – z. B.  $\cos \varphi (t)$**   
Der Netzbetreiber gibt einen Fahrplan (z. B. über den Tag oder das Jahr) vor, indem verschieden gestufte Werte für  $\cos \varphi$  oder  $Q$  zu realisieren sind. Weiterhin ist auch eine Vorgabe über eine Kommunikationseinrichtung z. B: Rundsteuerung und damit über die Power Reducer Box möglich.
- **Vorgabe der Blindleistung nach einer Kennlinie z.B.  $\cos \varphi (P)$  bzw.  $Q (U)$**   
In Abhängigkeit von gemessener Wirkleistung oder Spannung wird die Abgabe von kapazitiver oder induktiver Blindleistung gesteuert. Die Kenngrößen dieser Regelung sind über Parameter im Wechselrichter einzustellen. So kann z.B. bei hoher gemessener Wirkleistung durch die Einspeisung von induktiver Blindleistung eine Spannungsanhebung vermindert werden.

Zugehörige Richtlinie in Deutschland:

TR: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Kapitel 2.5.4

[...] Bei Wirkleistungsabgabe muss die Erzeugungsanlage in jedem Betriebspunkt mindestens mit einer Blindleistung betrieben werden können, die einem Verschiebungsfaktor am Netzanschlusspunkt von  $\cos \varphi = 0,95$  untererregt bis  $0,95$  übererregt entspricht [...].

→ Umsetzung gefordert zum 01.07.2010 (Datum Antragsstellung)

#### 4.1.4 Dynamische Netzstützung

Die dynamische Netzstützung fordert, dass im Falle einer kritischen Netzsituation sich die Anlage nicht vom Netz trennt sondern unter bestimmten Bedingungen am Netz verbleibt. Zusätzlich kann bei der vollen dynamischen Netzstützung gefordert werden, dass während des Netzfehlers ein Blindstrom eingespeist wird. Die Anforderungen zur dynamischen Netzstützungen sind anhand von Grenzkurven im Spannungs-/ Zeitdiagramm definiert (siehe Abb. 18). Dabei wird festgelegt, ob eine Erzeugungsanlage weiterhin einspeisen muss, abschalten darf oder abschalten muss, wenn die Spannung für eine Zeit  $x$  auf einen gewissen Prozentsatz der Nennspannung einbricht. Dadurch soll zum einen vermieden werden, dass sich eine große Anzahl von Generatoren während eines Netzfehlers vom Netz trennen und dadurch das Netz weiter schwächen, und zum anderen während des Netzfehlers die Spannung durch einen Blindstrom zu stützen.

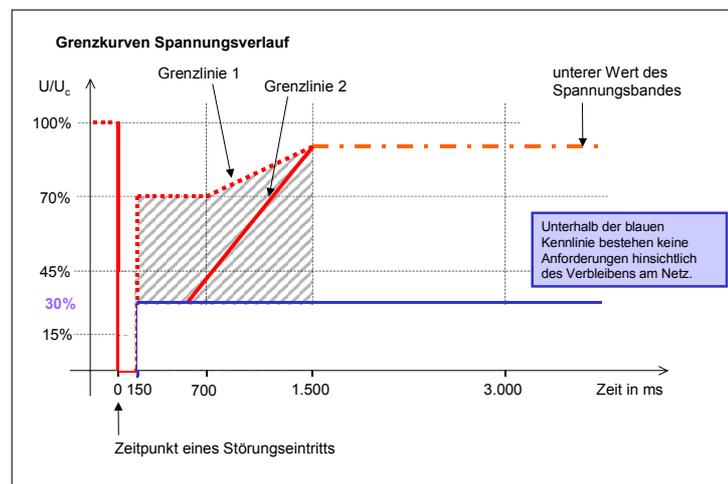


Abb. 23: Dynamische Netzstützung Grenzkurvenverlauf

Wird ein Spannungseinbruch innerhalb von weniger als 150 ms behoben, muss die Erzeugungsanlage am Netz bleiben und weiter einspeisen. Verläuft der Spannungseinbruch zwischen Grenzlinie 1 und 2 so kann die Anlage abschalten oder weiterhin einspeisen. Bei Netzfehler, die unterhalb der Grenzlinie 2 verlaufen oder wenn weniger als 30% der Nennspannung erreicht werden, muss sich die Anlage vom Netz trennen.

Zugehörige Richtlinie in Deutschland:

TR: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Kapitel 2.5.1.2

[...] Erzeugungsanlagen dürfen sich bei Spannungseinbrüchen bis auf 0 %  $U_c$  mit einer Dauer von  $\leq 150$  ms nicht vom Netz trennen. [...]

[...] Unterhalb der in Bild 2.5.1.2-2 dargestellten blauen Kennlinie bestehen keine Anforderungen hinsichtlich des Verbleibens am Netz. [...]

[...] Spannungseinbrüche mit Werten oberhalb Grenzlinie 1 dürfen nicht zur Instabilität oder zum Trennen der Erzeugungsanlage vom Netz führen [...].

- ➔ Umsetzung ohne Blindleistungseinspeisung bis zum 01.07.2010
- ➔ Umsetzung mit Blindleistungseinspeisung bis zum 01.01.2011  
(jeweils Datum Antragsstellung)

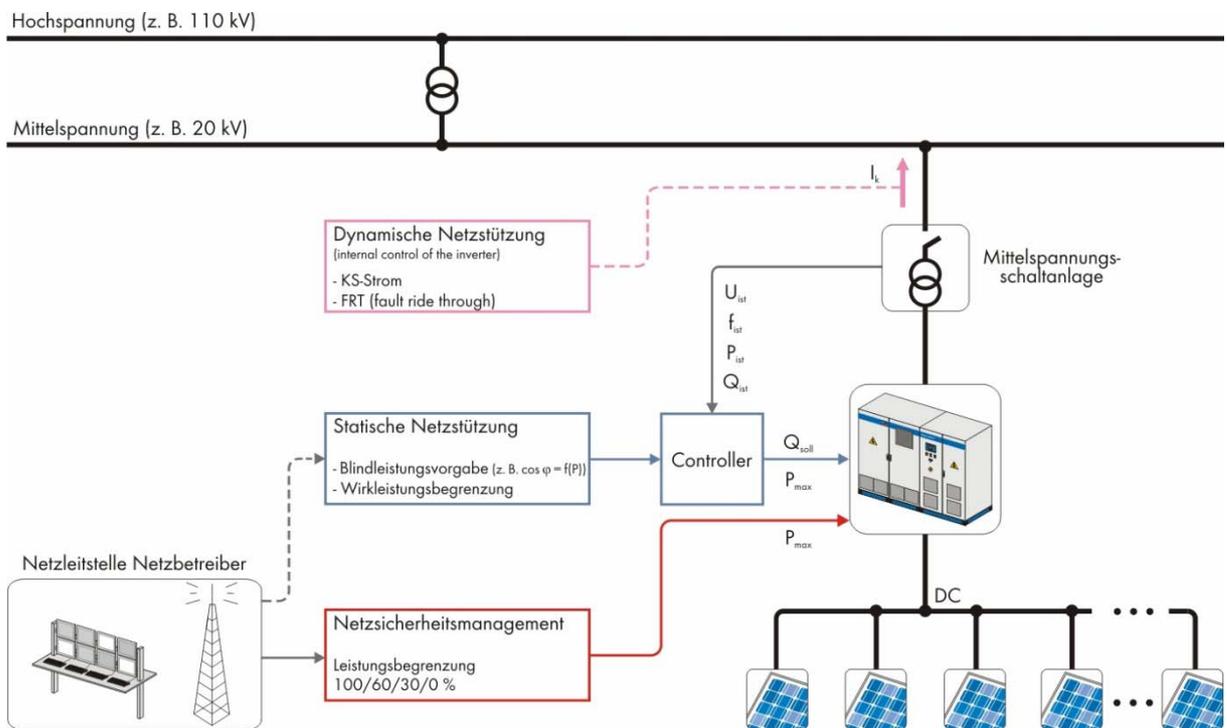


Abb. 24: Graphische Übersicht Netzsicherheitsmanagement

>> Weitere Informationen:

Technische Richtlinie am Mittelspannungsnetz  
 Technische Anschlussbedingungen (TAB) Mittelspannung  
 2008; BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; <http://www.bdew.de>  
 SMA TI - Netzsicherheitsmanagement

## 4.2 Anlagenausführung

Für die Errichtung der Anschlussanlage sind die BDEW-Richtlinie „Technische Anschlussbedingungen- Mittelspannung“, die Anschlussbedingungen der Netzbetreiber und die allgemein gültigen Bestimmungen von Mittelspannungsanlagen (insbesondere die der DIN VDE 0101, der DIN VDE 0670 und der DIN VDE 0671) einzuhalten.

Die Anlage ist entsprechend zu dimensionieren, um eine Kurzschlussfestigkeit zu erreichen. Die dazu notwendigen Informationen, wie

- Anfangskurzschlusswechselstrom aus dem Netz des Netzbetreibers am Netzanschlusspunkt (ohne den Beitrag der Erzeugungsanlage)
- Fehlerklärungszeit des Hauptschutzes aus dem Netz des Netzbetreibers am Netzanschlusspunkt,

stellt der Netzbetreiber zur Verfügung.

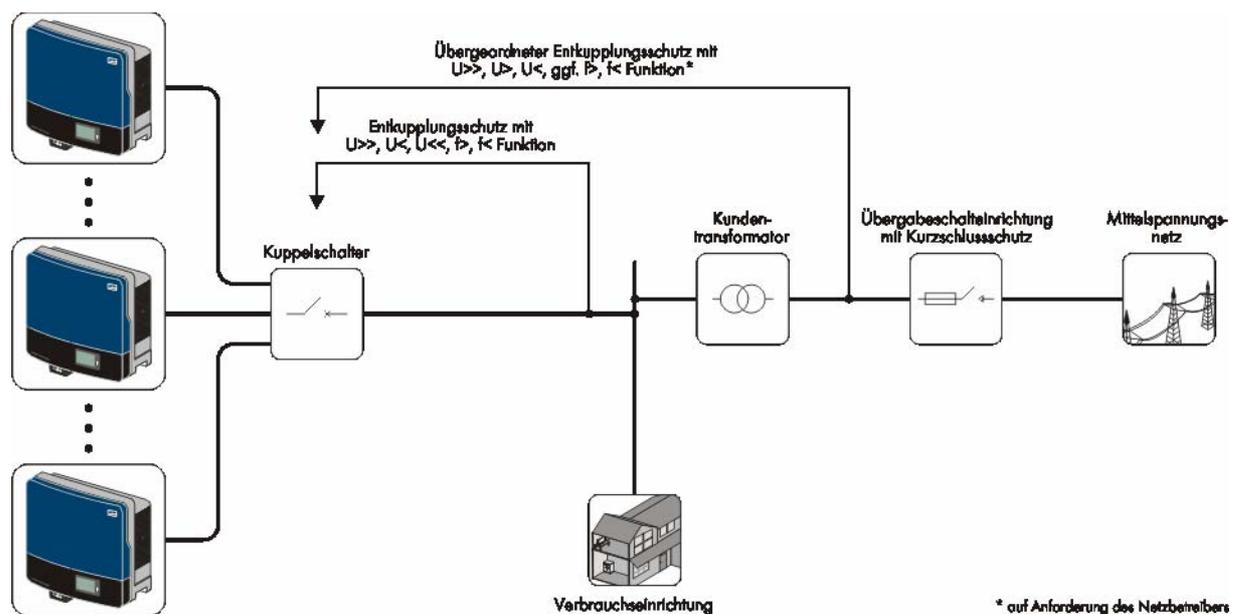


Abb. 25: Prinzipialschaltbild einer Erzeugungsanlage mit Lasttrennschalter

Die Anbindung der Erzeugungsanlage an das Mittelspannungsnetz erfolgt über eine Übergabeschaltanlage, die dem Netzbetreiber jederzeit zugänglich und als Schaltstelle mit mindestens Lastschaltvermögen und Trennfunktion ausgelegt sein muss. Dabei sind in der Übergabestation Schutzvorrichtungen vorzusehen, die ein fehlerhaftes Netz oder die gesamte Station automatisch abschalten. Bei Anlagen großer Leistung ( $> 1 \text{ MVA}$ ) ist ein Leistungsschalter erforderlich.

### 4.2.1 Schaltanlagen

Bedingt durch die großen Übertragungsleistungen sind die Schaltanlagen im Mittel- und Hochspannungsbereich besonders hohen Beanspruchungen ausgesetzt. Daher sind die Anforderungen an die Schalter sehr groß. Für die Hochspannungsschaltgeräte gilt DIN VDE 0670.

Gemäß den Anforderungen werden folgende Schaltgeräte unterschieden:

- **Trennschalter** zum Herstellen einer sichtbaren Trennstrecke zwischen ausgeschalteten und unter Spannung stehenden Anlagenteilen
- **Lasttrennschalter** zum Ein- und Ausschalten von Betriebsströmen des Normalbetriebs bei einem Leistungsfaktor von  $\cos\varphi \geq 0,65$ .
- **Leistungsschalter** zum Ein- und Ausschalten von Betriebs- und Kurzschlussströmen.
- **Hochspannungs- Hochleistungssicherungen** (HH-Sicherungen) als reine Schutzgeräte gegen Kurzschlusswirkungen.

Für die Dimensionierung der Schaltgeräte dienen Bemessungsgrößen, wie Bemessungsspannung, Bemessungsstrom, Bemessungs-Stehwechselfspannung und Bemessungs-Kurzzeitstrom (meist auf 3 s bezogen). Bei der Berechnung der Übergabeschalteinrichtung sind Kurzschlussströme sowohl aus dem Netz als auch aus der Erzeugungsanlage zu berücksichtigen.

Die Erzeugungsanlage wird mittels eines Kuppelschalters mit dem Netz oder der übrigen Kundenanlage (Transformator) verbunden. Auf den Kuppelschalter, der mindestens Lastschaltvermögen aufweisen muss, wirken die vorgeschriebenen Schutzeinrichtungen (siehe Kap. 4.2.2), um bei eventuellen Störungen die Anlage manuell oder automatisch vom Netz zu trennen. Durch den Kuppelschalter muss eine dreipolige galvanische Trennung sichergestellt sein. Es eignen sich dafür z.B.:

- Leistungsschalter
- Sicherungslasttrennschalter
- Motorschutzschalter
- Verschweißsicheres Schaltschütz mit Lastschaltvermögen und vorgeschaltetem Kurzschlusschutz

### 4.2.2 Schutzeinrichtungen

Die vorgeschriebenen Schutzeinrichtungen dienen dem Zweck die Erzeugungsanlage automatisch vom Netz zu trennen, sobald vorgegebene netzverträgliche Grenzen überschritten werden.

Entkopplungsschutzeinrichtungen werden an den Erzeugungseinheiten und/oder am Übergabepunkt installiert. Die dazu notwendigen Parameter werden mittels Messwandler auf der Niederspannungs- und/oder auf der Mittelspannungsseite aufgenommen und mittels Entkopplungsschutzrelais ausgewertet.

An den Erzeugungseinheiten sind folgende Funktionen zu realisieren:

- Spannungssteigerungsschutz  $U >>$
- Spannungsrückgangsschutz  $U <$  und  $U <<$
- Frequenzsteigerungsschutz  $f >$
- Frequenzrückgangsschutz  $f <$

Gemäß BDEW werden folgende Einstellwerte empfohlen:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	empfohlene Schutzrelais-Einstellwerte	
Spannungssteigerungsschutz $U >>$	1,00 – 1,30 $U_n$	1,15 $U_{NS}$	≤ 100 ms
Spannungsrückgangsschutz $U <$	0,10 – 1,00 $U_n$	0,80 $U_{NS}$	1 s
Spannungsrückgangsschutz $U <<$	0,10 – 1,00 $U_n$	0,15 $U_{NS}$	300 ms
Frequenzsteigerungsschutz $f >$	50,0 – 52,0 Hz	51,5 Hz	≤ 100 ms
Frequenzrückgangsschutz $f <$	47,5 – 50 Hz	47,5 Hz	≤ 100 ms

Tab. 5: Empfohlene Einstellwerte für den Schutz an der Erzeugungseinheit<sup>1</sup>

Das Schutzrelais wirkt auf den Kuppelschalter.

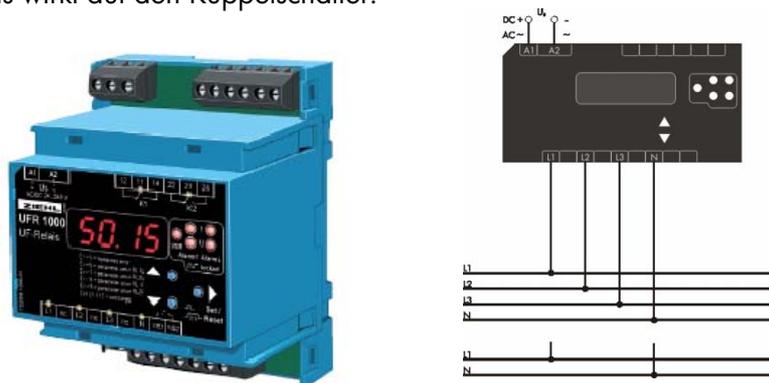


Abb. 26: Beispiel eines Spannungs- Frequenzrelais der Firma Ziehl (UFR1000)

<sup>1</sup> Siehe TR „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ BDEW 2008 Kap. 3.2.3.3

Wird ggf. eine Entkopplungsschutzeinrichtung vom Netzbetreiber am Übergabepunkt gefordert, so sind folgende Funktionen zu realisieren:

- Spannungsrückgangsschutz  $U<$
- Spannungssteigerungsschutz  $U>>$  und  $U>$
- Blindleistungs- /Unterspannungsschutz  $Q_s$  &  $U<$

Gemäß BDEW werden folgende Einstellwerte empfohlen:

<b>Funktion</b>	<b>Einstellbereich des Schutzrelais</b>	<b>empfohlene Schutzrelais-Einstellwerte</b>	
Spannungssteigerungsschutz $U>>$	1,00 – 1,30 $U_n$	1,15 $U_c$	$\leq 100$ ms
Spannungssteigerungsschutz $U>$	1,00 – 1,30 $U_n$	1,08 $U_c$	1 min
Spannungsrückgangsschutz $U<$	0,10 – 1,00 $U_n$	0,8 $U_c$	2,7 s
Blindleistungs / Unterspannungsschutz ( $Q_s$ & $U<$ )	0,70 – 1,00 $U_n$	0,85 $U_c$	t = 0,5 s

Tab. 6: Empfohlene Einstellwerte für den Schutz am Netzanschlusspunkt<sup>1</sup>

Die Entkopplungsschutzeinrichtungen wirken hier auf den Leistungsschalter am Übergabepunkt oder auf den Kuppelschalter.

Spannungsschutzeinrichtungen müssen generell dreiphasig ausgeführt werden und die Spannung ist zwischen den Außenleitern zu messen. Frequenzrückgangs- und Frequenzsteigerungsschutzeinrichtungen können einphasig ausgeführt werden. Als Messgröße ist die Spannung zwischen zwei Außenleitern zu wählen.

### 4.2.3 Fernsteuerung

Die Erzeugungsanlage ist auf Anforderung des Netzbetreibers in dessen Fernsteuerleitsystem mit aufzunehmen. Dazu zählen unter anderem:

- Fernsteuerung des Leistungsschalters bei kritischen Netzsituationen
- Wirkleistungsbegrenzung
- Blindleistungsbereitstellung

Die entsprechenden Informationen zur Auswertung des Anlagenzustandes durch die Leittechnik sind vom Anschlussnehmer bereitzustellen.

<sup>1</sup> Siehe TR „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ BDEW 2008 Kap. 3.2.3.3

#### 4.2.4 Transformatoren

Die zum Einsatz kommenden Transformatoren müssen der DIN VDE 0532/30/ entsprechen und können vom folgenden Typ sein:

- Ölgefüllte Verteiltransformatoren (DIN EN 50464-1 /40/)
- Trockentransformatoren (DIN 42523-1 /41/)

Versorgungsspannung und Übersetzungsverhältnis sind beim Netzbetreiber anzufragen. Bei einer dezentralen Anlage liegt die Spannung auf der NS Seite bei 3 x 230/400V. Der Neutralleiter auf der Niederspannungsseite ist beim Transformator nach außen zu führen. Eine Empfehlung von Transformatoren in Standardausführung ist folgender Tabelle zu entnehmen.

Leistung	400kVA	630kVA	800kVA	1000kVA	1250kVA	1600kVA
Type	Verteiltransformator					
Schaltgruppe	Dyn11					
Kurzschlussimpedanz	4%	4%	6%	6%	6%	6%
Kurzschlussverluste (Diese Werte entsprechen $C_c$ )	4600W	6500W	8400W	10500W	13500W	17000W
Leerlaufverluste (Diese Werte entsprechen $C_o$ )	610W	860W	930W	1100W	1350W	1700W
Verlustklasse (Standard)	$C_c C_o$					
Verlustklasse (optional)	$C_c C_o -30\%$					
Spannung OS Seite	20kV					
Anzapfungsbereich OS Seite	$\pm 2 \times 2.5\%$					
Spannung US Seite	3AC 230/400V					
Anschluss OS Seite	Außenkonus Steckbuchsen					
Anschluss US Seite	Gewindebolzen mit Anschlusslaschen					
Aufstellhöhe	$\leq 1000m$					
Max. mittlere Umgebungs-temperatur	40°C					
Zulässige Übertemperaturen (Wicklung/Öl)	65°C / 60°C					
Umgebungstemperatur	-20°C ... +55°C					
Frequenz	50Hz					
Zubehör	Zeigerthermometer für Warnung und Abschaltung					

Tab. 7: Transformator Spezifikationen unterschiedlicher Leistung

### 4.3 Kompaktstation

Eine nicht begehbare Kompaktstation bietet die Anschlussmöglichkeit für String-wechselrichter (SMC und Tripower) an das Mittelspannungsnetz. Die Station ist in einen Niederspannungs-, einen Transformatoren- und einen Mittelspannungsbereich unterteilt. Der Niederspannungsbereich beherbergt die AC Anbindung der Wechselrichter in Form eines Niederspannungshauptverteilers, ein Kommunikationsgehäuse für Monitoring-Ausrüstung (COM-B) und ein Entkuppelungschutzrelais mit entsprechend angeschlossenen Sicherungslasttrennschalter. Im Transformatorenbereich sind Verteiltransformatoren der wählbaren Leistungsklassen 400 kVA, 630 kVA, 800 kVA, 1000 kVA, 1250 kVA und 1600 kVA vorgesehen. Der Mittelspannungsbereich kann optional mit einer Mittelspannungsschaltanlage in Strang- oder Ringausführung ausgerüstet werden.

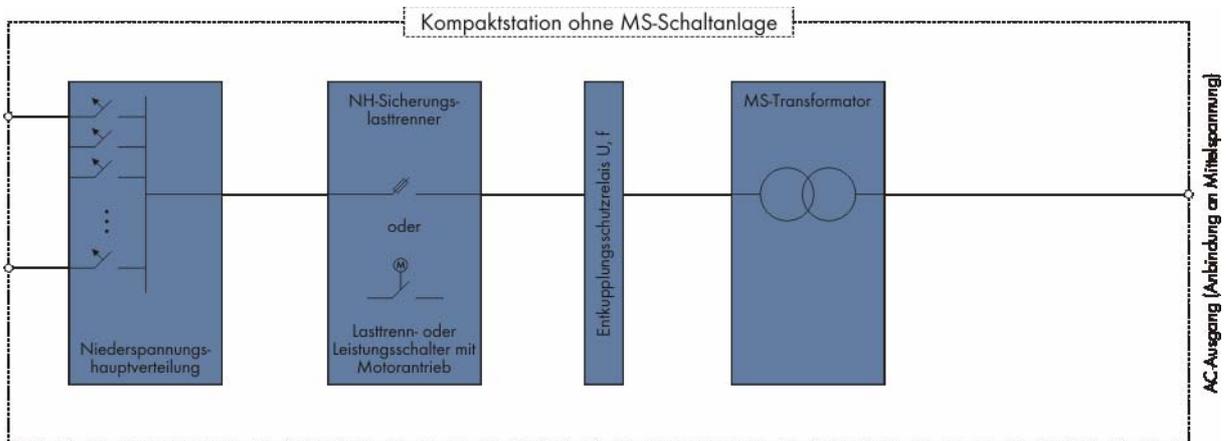


Abb. 27: Blockschaltbild Kompaktstation ohne MS-Schaltanlage

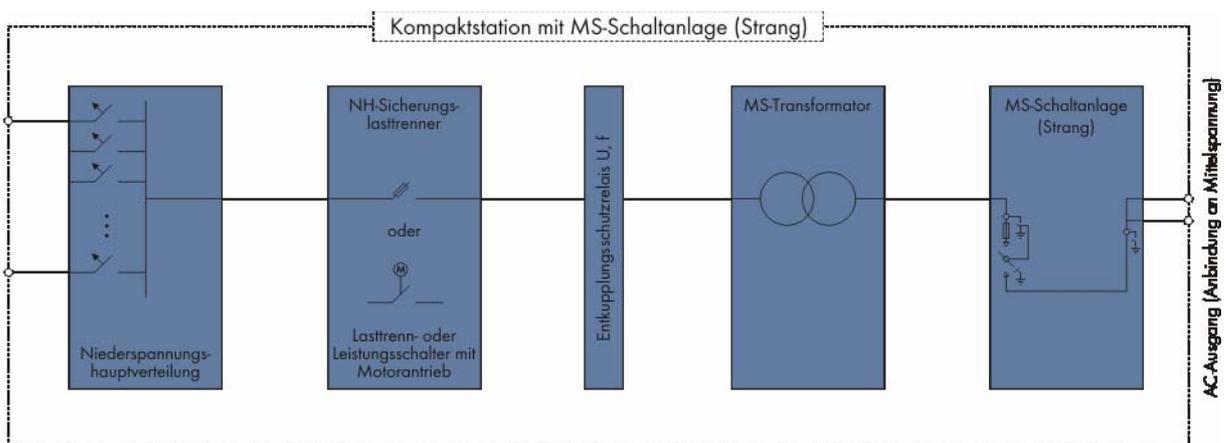


Abb. 28: Blockschaltbild Kompaktstation mit MS-Schaltanlage (Strang)

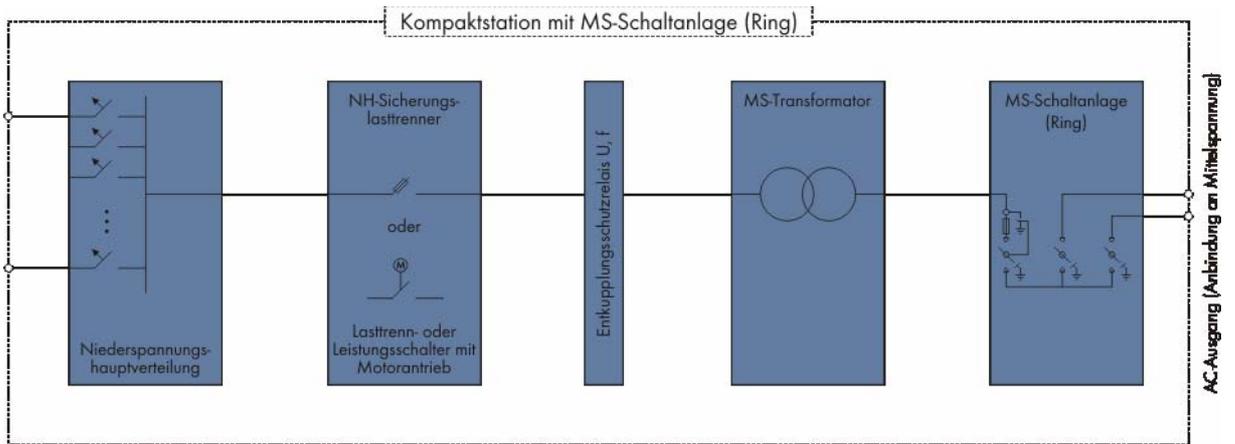


Abb. 29: Blockschaltbild Kompaktstation mit MS-Schaltanlage (Ring)

Je nach Anforderung ist die Verschaltung der einzelnen Stationen mit Mittelspannungsschaltanlage 2 (Strang) oder 3 (Ring) feldig auszuführen.

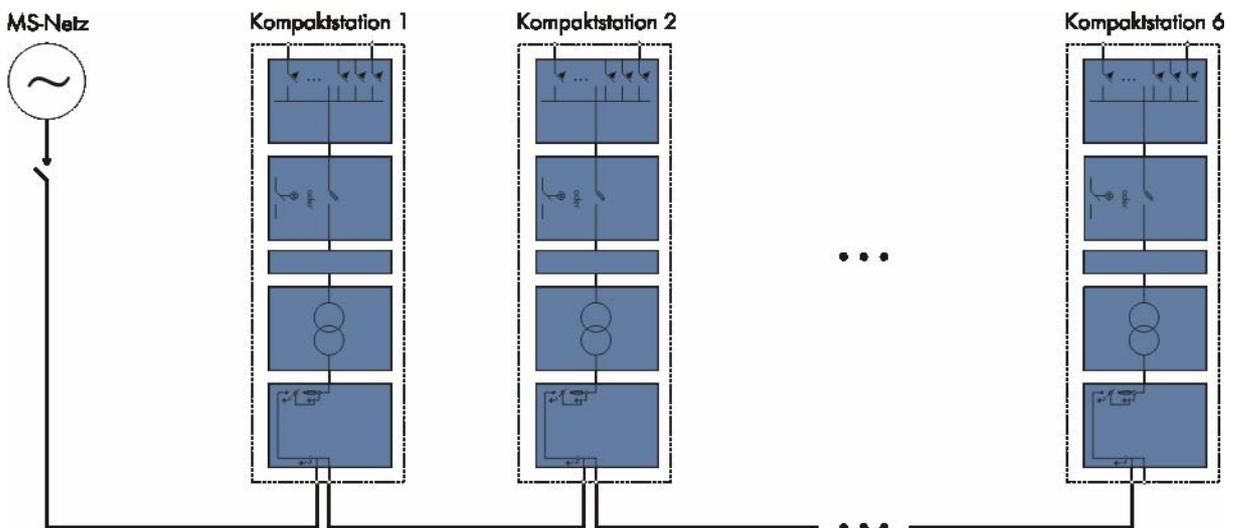


Abb. 30: Strangverschaltung (2-feldig) von 6 Kompaktstationen

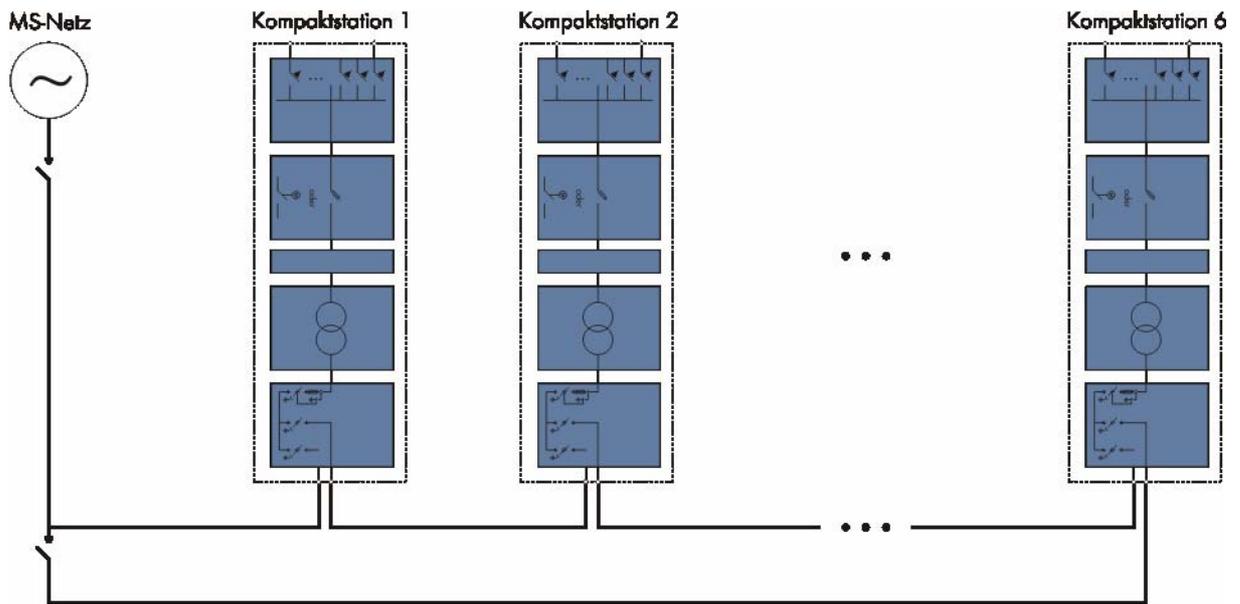


Abb. 31: Ringverschaltung (3-feldig) von 6 Kompaktstationen

Die Strangverschaltung zeichnet sich durch geringe Investitionskosten aus. Allerdings werden beim Trennen einer Station vom Strang auch alle dahinterliegenden Stationen vom Netz abgekoppelt. Bei der Ringverschaltung ist eine höhere Anlagenverfügbarkeit gegeben, da jede Station einzeln vom Mittelspannungsnetz getrennt werden kann.

Bei direktem Anschluss der Wechselrichter an die Kompaktstation ist eine entsprechende Anzahl an Leitungsschutzschaltern oder optional an Sicherungslasttrennern in der Niederspannungshauptverteilung erforderlich. Der Anschluss erfolgt dabei über ein NYY-J 5 x 16 mm<sup>2</sup> Kabel.

Station 400 kVA	oder	27 Leitungsschutzschalter, 3 polig B 40 A
		5 x NH1, 3 polig auf Kupfersammelschiene ≥ 40x10 mm
Station 630 kVA	oder	42 Leitungsschutzschalter, 3 polig B 40 A
		8 x NH1, 3 polig auf Kupfersammelschiene ≥ 60x10 mm
Station 800 kVA	oder	54 Leitungsschutzschalter, 3 polig B 40 A
		10 x NH1, 3 polig auf Kupfersammelschiene ≥ 80x10 mm
Station 1000 kVA	oder	67 Leitungsschutzschalter, 3 polig B 40 A
		12 x NH1, 3 polig auf Kupfersammelschiene ≥ 100x10 mm

Tab. 8: Beispiel Niederspannungsverteilung mit Anschluss von Sunny Tripower 15000TL

## 5 Netzsicherheitsmanagement

### 5.1 Anlagensteuerung

Mit Hilfe der Power Reducer Box lassen sich folgende Netzmanagement Funktionen realisieren:

- Reduzierung der Einspeiseleistung auf Anforderung. Die zur Verfügung stehenden 4 digitalen potentialfreien Eingänge können bis zu 16 Zustände schalten. Die dazu notwendigen Eingangssignale werden per Rundsteuersignal (Funk- oder Drahtgebunden) vom Energieversorger übertragen. Damit ist eine schrittweise Reduzierung der Wirkleistung möglich.
- Blindleistungsvorgabe durch Setzen eines festen  $\cos \varphi$  oder eines festen Blindleistungswertes (in Prozent der maximal möglichen Blindleistung). Die Ansteuerung erfolgt ebenfalls mittels eines Signals an den 4 digitalen Eingängen.

Funktionsübersicht der Power Reducer Box:

- integrierter Webserver (zur Konfiguration der Power Reducer Box).
- Logbuch, in dem jedes Ereignis mit Zeitstempel gespeichert wird.
- HTTP-Download der Ereignisse im csv-Format.
- Unterstützung von bis zu 50 Sunny WebBox Geräten.
- Speichern von Ereignissen auf SD-Karte.

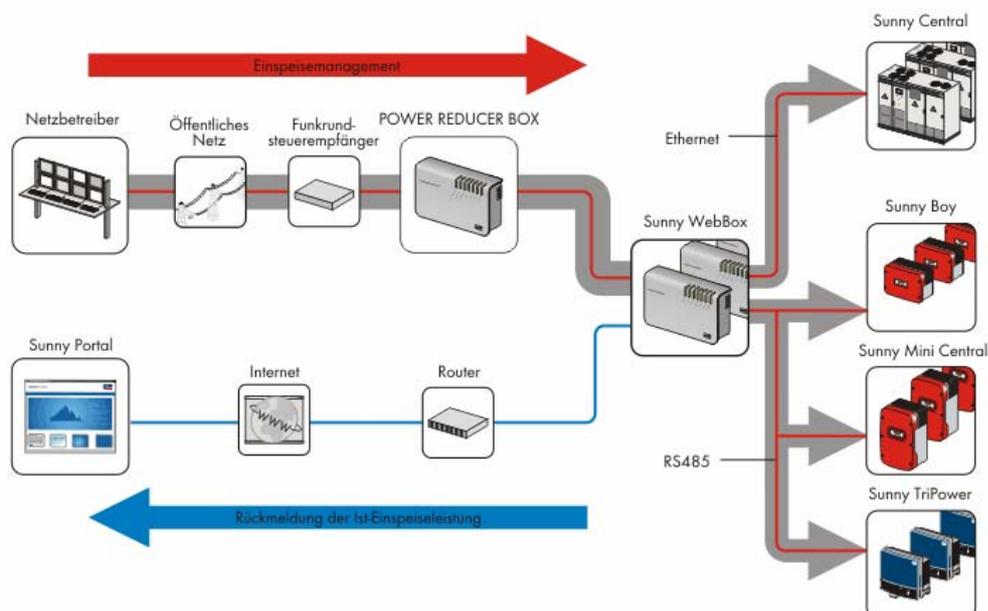


Abb. 32: System Konfiguration mit Power Reducer Box

Datenkabelspezifikationen:

RS485 für SB, SMC, STP	Verdrilltes Kabel LiYCY 2x2x0,25 mm <sup>2</sup>
Kabel Power Reducer Box - Signalgeber	Verdrilltes Kabel Li-2YCYv 4x2x0,5 mm <sup>2</sup>
Ethernet	< 100 m CAT 5/6 > 100 m < 2 km Lichtwellenleiter (multi mode) > 2 km < 15 km Lichtwellenleiter (single mode)

Weitere Netzsicherheitsmanagement-Funktionen sind direkt in den Wechselrichtern realisiert.

(Stand 05/2010 - aktuelle Informationen/Installationsanleitungen beachten)

		SMC 9000TL-10 SMC 10000TL-10 SMC 11000TL-10	SMC 9000TLRP-10 SMC 10000TLRP-10 SMC 11000TLRP-10	STP10000TL-10 STP12000TL-10 STP15000TL-10 STP17000TL-10
Wechselrichter ohne Transformator				
Wechselrichter mit Transformator		-	SMC 7000HV-11	-
Reduzierung der Einspeiseleistung auf Anforderung (mit Power Reducer Box)				
Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz				
Blindleistung: feste Einstellung	cos φ			
	Q			
Blindleistung: Vorgabe über Power Reducer Box				
Blindleistung: Kennlinie(n) im Gerät Cos φ (P), Q(U)				
Eingeschränkte Dynamische Netzstützung				
Vollständige Dynamische Netzstützung				

Tab. 9: Übersicht der Netzmanagement-Möglichkeiten von ausgewählten SMC- und STP- Wechselrichtern

Gerade bei größeren Anlagen besteht auch der Wunsch, das PV-Kraftwerk mittels eines übergeordneten Leitsystems (SCADA, CRM) zu erfassen und zu steuern. Mit Hilfe des SMA OPC Servers besteht die Möglichkeit eine standardisierte OPC Verbindung zwischen Leitstelle und SMA Geräten zu ermöglichen.

Kommunikation via Sunny WebBox	Ethernet , TCP/IP
Max. Anzahl WebBox	50
Kommunikation zum Leitstand-Client	Ethernet, TCP/IP
Kommunikationsstandard	OPC-DA (Windows), OPC-XML-DA (Linux)
Geprüfte Clients	National Instruments LabView; Siemens WinCC; Wonderware Intouch
Bidirektionaler Datenaustausch	Parameter; Messwerte

Tab. 10: Spezifikation OPC Server

Der OPC Server fungiert als reines Interface. Datenabruf, Datenspeicherung und Steuerungsbefehle müssen aktiv vom OPC-Client ausgelöst werden.

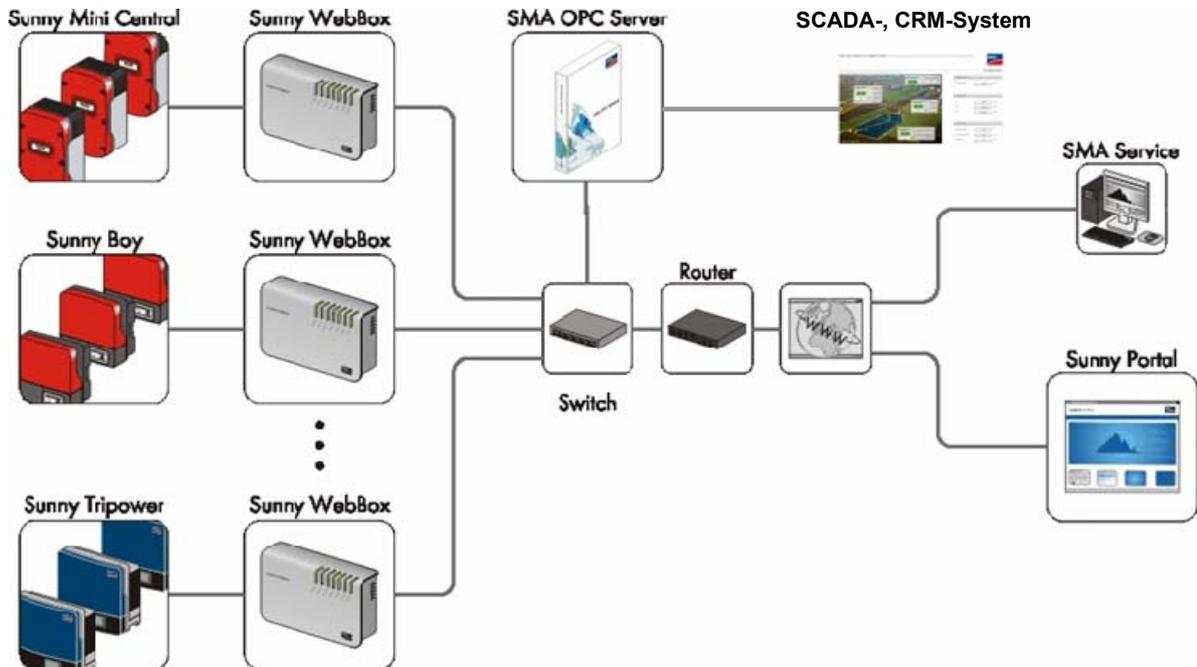


Abb. 33: Anlagenüberwachung mit OPC-Server Schnittstelle

The screenshot shows a software interface with the following components:

- Table:** Columns for 'Kommt', 'Geht', 'Quittiert', 'Text', 'Signalname', and 'Priorität'.
- Navigation:** Buttons for 'Übersicht', '3E01/E02', '3E01.1/S1', and 'Automatik'.
- Main View:** Aerial view of a solar farm with three data boxes:
  - Anlagenteil 3:** MPP status, 3000 kW, and signal codes 3E01/02, 3E03/04, 3E05/06, 3E07/08.
  - Anlagenteil 2:** MPP status, 1400 kW, and signal codes 1E11/12, 1E13/14, 1E15/16.
  - Anlagenteil 1:** MPP status, 3000 kW, and signal codes 1E01/02, 1E03/04, 1E05/06, 1E07/08, 1E09/10.
- Summary Panels:**
  - Leistungsdaten:** Gesamtleistung: 8700 kW.
  - Energiedaten:** Tag: 18624 kWh, Monat: 118.624 MWh, Jahr: 15018.624 MWh.
  - Wetterdaten:** Außentemperatur: 25,3 °C, Windgeschwindigkeit: 6,5 m/s, Einstrahlung: 97 W/m².
- Header:** SMA logo and timestamp '29.07.2009 16:04:24'.
- Footer:** 'Quelle: juwi Holding AG'.

Abb. 34: Beispiel eines OPC Clients zur Anlagenüberwachung

## 5.2 Anlagenbeispiele

### Anforderung Leittechnik Anlage A:

- NSM gemäß EEG §6
- Schnittstelle zum Netzbetreiber:
  - Digital IN: NSM gemäß EEG (K1 - K4 für 0, 30, 60, 100%  $P_{AV}$ )
- Einstellung neuer NSM-Vorgaben innerhalb einer Minute
- Einspeisemanagement für Q(U) Regelung am Netzanschlusspunkt
- Spannungsmessung am Einspeisepunkt
- 15 min Mittelwertbildung über U zur Vermeidung von Schwingungen
- Analog/Digitalwandlung mittels SPS-Lösung (z.B. von OLTEC)
- $\cos \varphi$ -Vorgaben werden von der Power Reducer Box über die Sunny WebBox an die jeweiligen Wechselrichter gesendet
- 14  $\cos \varphi$ -Werte zwischen  $0,9_{Kap}$  und  $0,9_{Ind}$  in Power Reducer Box konfigurierbar
- Totband: 20 kV +/- 1 % ( $\cos j = 1$ )

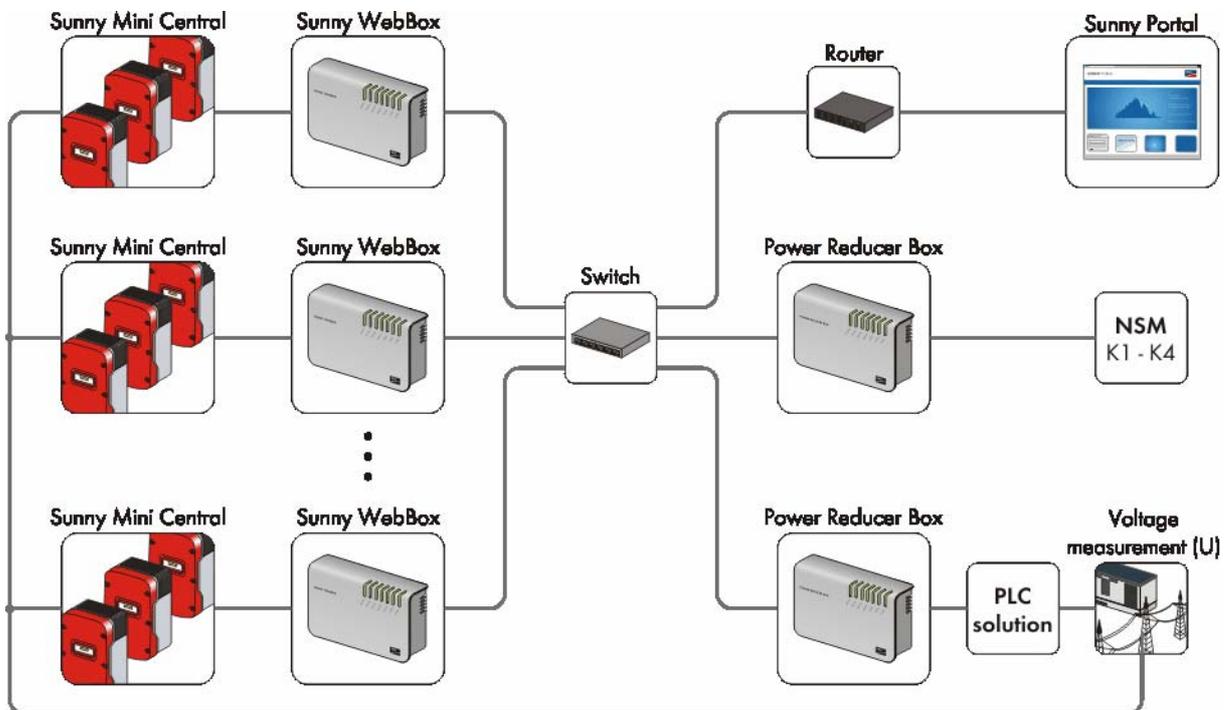


Abb. 35: Prozessleittechnik Anlage A

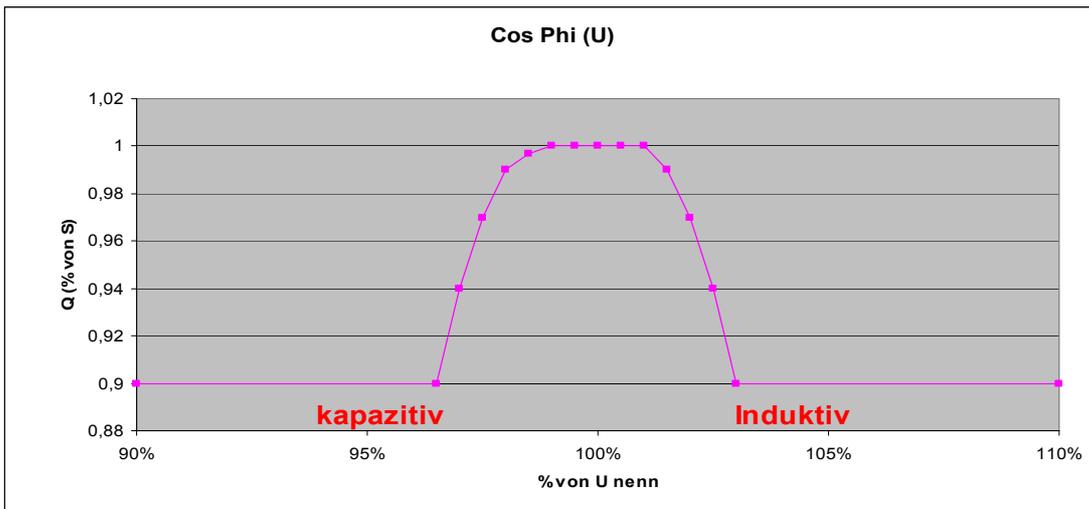


Abb. 36: Lineare Zuordnung der Netzspannung zum  $\cos \varphi$  von Anlage A

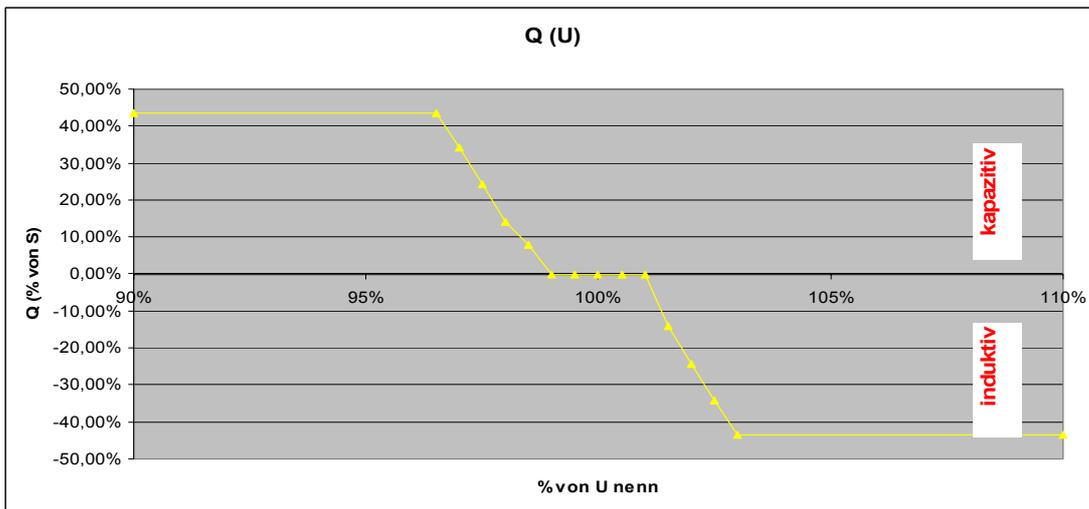


Abb. 37: Lineare Zuordnung der Netzspannung zu  $Q(U)$  von Anlage A

**Anforderung Leittechnik Anlage B:**

- Einspeisemanagement für PV-Anlagen > 100 kW  $P_{AV}$ 
  - Begrenzung der Wirkleistung (§6 EEG)
  - Vorgaben für  $\cos \varphi$
  - NOT-AUS
  - Quittierung aller Befehle
- Umspannwerk und PV-Anlage sind über LWL Strecke verbunden
- Prozessdatenschnittstelle:
  - 4 digitale Eingänge Wirkleistungsbegrenzung auf: 0%, 30%, 60%, 100%  $P_{AV}$
  - 3 digitale Eingänge Blindleistungsbetrieb  $\cos \varphi$ : 0,9 ind./0,9 kap./dyn.  $\cos \varphi$  (U)
  - 1 digitaler Eingang NOT-AUS
  - 8 digitaler Ausgänge Rückmeldung aller Befehle
- Impulsdauer aller Signale und Rückmeldungen: 500 ms

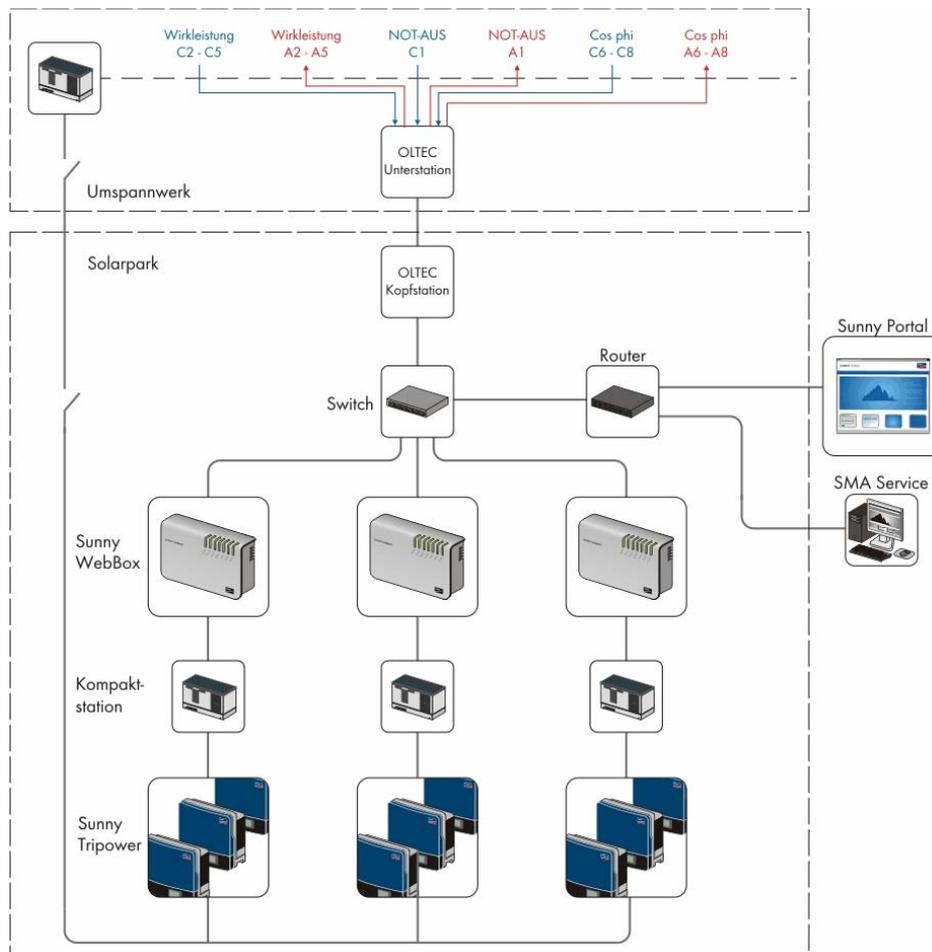


Abb. 38: Prozessleittechnik Anlage B

## Kommunikationskonzept der PV Leittechnik OLTEC Anlage B

- Befehlsverarbeitung:  
Befehle werden über die digitalen Eingänge der Unterstation (US) eingelesen, zur Kopfstation (KS) übertragen, von dieser verarbeitet und wieder ausgegeben
  - Der Befehl „NOT-AUS“ wird unverzüglich über eine nur hierfür genutzte Kupferleitung gleichzeitig allen Wechselrichterstationen zugeführt
  - Alle anderen Befehle werden von der KS als RPC-Kommando den Sunny WebBoxen übermittelt
  - Max. Verzögerungszeit NOT-AUS: < 50 ms
  - Max. Verzögerungszeit der restlichen Befehle: < 1 s
  - Die Abtastraten der digitalen Eingänge dürfen unterschiedlich sein
  - Schnelle Netztrennung (< 1 s) der WR bei NOT-AUS
  - Einstellung der geforderten Betriebswerte am Netz-Verknüpfungspunkt innerhalb 1 Minute
- Befehlsrückmeldung:
  - Das Ausführung des Befehls „NOT-AUS“ wird unverzüglich (nach Schalten des Relais in der KS) über ein Relais in der US signalisiert
  - Das Ausführung der RPC Kommandos wird nach erfolgtem „Ok“ aller WebBoxen am jeweiligen Ausgang der US signalisiert
- Die KS muss zwei Ethernet-Controller besitzen, um Traffic, der bei einer schnellen Abtastung der Eingänge anfällt, vom restlichen Netzwerk fernzuhalten
- Die KS muss die Möglichkeit zur Fernwartung bieten

## 6 Gültige Normen

(Stand 05/2010 – aktuelle Normen und Normänderungen beachten)

Norm	Name
IEC 62271-100	High-voltage alternating current circuit breakers
IEC 62271-200	Hochspannungsschaltgeräte und Schaltanlagen – Metallgekapselte Wechselstrom-Schaltanlagen für Bemessungsspannungen über 1 kV bis einschließlich 52 kV
IEC 62271-202	Hochspannungsschaltgeräte und Schaltanlagen, fabrikfertige Stationen für Hochspannung/Niederspannung
IEC 60694	Gemeinsame Bestimmung für Hochspannungs-Schaltgeräte-Normen
IEC 60529	Schutzarten durch Gehäuse (IP-Code)
IEC 60364-4-41	Errichten von Niederspannungsanlagen – Schutzmaßnahmen gegen elektrischen Schlag
DIN VDE 100-712 IEC 60364-7-712	Errichten von Niederspannungsanlagen – Solar-Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme
IEC 60439	Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen
EN 50178	Electronic equipment for use in power installations
IEC 60270	Hochspannungs-Prüftechnik - Teilentladungsmessungen
IEC 60076	Leistungstransformatoren
EN 60721	Klassifizierung von Umweltbedingungen
DIN VDE 0126-1-1	Selbsttätige Freischaltstelle zwischen einer netzparallelen Erzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz
DIN VDE 0100-410	Errichten von Starkstromanlagen mit Nennspannung bis 1000V
DIN EN 61646	Terrestrische Dünnschicht-Photovoltaik(PV)-Module – Bauarteignung und Bauartzulassung.
DIN IEC 61215	Terrestrische Kristalline-Photovoltaik(PV)-Module – Bauarteignung und Bauartzulassung.
IEC 60417	Symbole zur Kennzeichnung der Schutzklassen
IEC 60309	Richtlinie für Stecker, Steckdosen und Kupplungen für industrielle Anwendungen