

Was darfs sein?

Gerhard König, HAWI Energietechnik
12.05.11

Die Wahl des passenden Wechselrichters

Der Wechselrichter in einer PV-Anlage ist weit mehr als ein notwendiges Übel, um den Gleichstrom der PV-Module in Wechselstrom zu wandeln und ans Netz zu bringen. Dieses Teil wird zwar zu den sogenannten „BOS“ – Komponenten gezählt, in Wirklichkeit stellt der Wechselrichter aber die „technische Zentrale“ der PV-Anlage dar. Ab wann und mit welcher Effizienz eingespeist wird, bestimmt nämlich primär diese Einheit! Man sollte sich also genau überlegen, welcher Wechselrichter die optimale, projektspezifische Lösung ermöglicht.

Natürlich kann man nicht in wenigen Sätzen die Erfahrung eines versierten PV-Planungstechnikers darstellen. Die folgenden Fallbeispiele sollen aber helfen, unterschiedliche Wechselrichterkonzepte besser zu verstehen und dem Installateur/Solarteur die Auswahl zu erleichtern. Der hat ja schon die schwierige Aufgabe, unter den vielen Herstellern seine Favoriten hinsichtlich Preis, Serviceleistungen und letztendlich der Produktqualität zu finden. Jedes Jahr schießen neue Hersteller wie Pilze aus dem Boden, aktuell versuchen viele neue asiatische Produzenten im europäischen Markt nicht nur auf OEM-Basis Fuß zu fassen. Dies verspricht zumindest eine positive Auswirkung auf die Preisentwicklung unserer Platzhirsche.

Um projektabhängige Anforderungen an einen Wechselrichter formulieren zu können, sollte man sich zuerst der Fülle an möglichen Rahmenbedingungen bewusst sein:

- 1) Anlagengröße
- 2) Art der PV-Anlage
 - Freifläche
 - Dach
 - Fassade
 - Solarcarport usw.
- 3) Aufstellort Wechselrichter
 - Indoor/Outdoor
 - Umgebungstemperatur
 - Umgebungsbedingungen
 - Staub, Schmutz
 - Wasser

- Brennbarkeit, explosive Umgebung
 - Geräuschentwicklung
 - EMV-Umgebung
- 4) PV-Modulfeld
 - Nah- und Fernverschattung
 - Versch. Azimut- und/oder Elevationswinkel
 - Leistungsklassen PV Module
- 5) PV-Modultechnologie
 - Kristallin- oder Dünnschicht (amorph, μ -amorph, CdTe, CI(G)S)
 - Modulspannungen- und Ströme
 - max. Systemspannungen
- 6) Netzbetreiber
 - Nieder- oder Mittelspannungsnetz
- 7) Garantie- und Serviceleistungen des Herstellers
- 8) Anlagenverfügbarkeit
 - Modularität/Ausfallrisiko
- 9) Möglichkeiten des Monitorings
 - Wünsche- und Vorlieben des Kunden/Investors

Diese Liste ließe sich wahrscheinlich noch beliebig erweitern, die wichtigsten Punkte sind aber aufgeführt. In Zeiten der knappen Verfügbarkeit von Solar-Wechselrichtern spielten einige Punkte mit Sicherheit keine Rolle als Kriterium für den Einsatz. Mittlerweile kann aber nicht nur bzgl. der Lieferfähigkeit der Hersteller aus dem Vollen geschöpft werden, auch die Technologien wurde um einige interessante Lösungen erweitert, wie z.B. „Power-Optimierer“ für die Gleichspannungsseite und Modulwechselrichter. Auch die bereits totgeglaubten Parallelwechselrichter könnten aufgrund der neuesten Erkenntnisse über Leistungsdegradation von PV-Modulen bei hohen Systemspannungen („PID“ Effekt) eine Renaissance erleben.

Anhand der folgenden Planungsbeispiele unter Einbeziehung verschiedener Rahmenbedingungen werden wir nun bestimmte Typen in die engere Wahl ziehen und dabei auch auf auslegungsspezifische Besonderheiten eingehen. Die Auslegung beinhaltet das bestmögliche Verhältnis der beaufschlagten Gleichspannungsleistung (PV_{peak} in KW) zur AC-Ausgangsnennleistung (AC_{nenn} in KW), als auch die Berücksichtigung der optimalen Stranglängen hinsichtlich der Effizienz.

Fallbeispiel 1

Ausrichtung (Azimut)

0° (rein SÜD)

Neigung (Elevation)

25°

Standort

Mitteldeutschland

Art

Aufdachanlage, >10cm Modulabstand zur Dachhaut

Modultechnik

kristallines 5" Standardmodul (72 Zellen)

Leistung

30KVA (AC-Leistung der Wechselrichter)

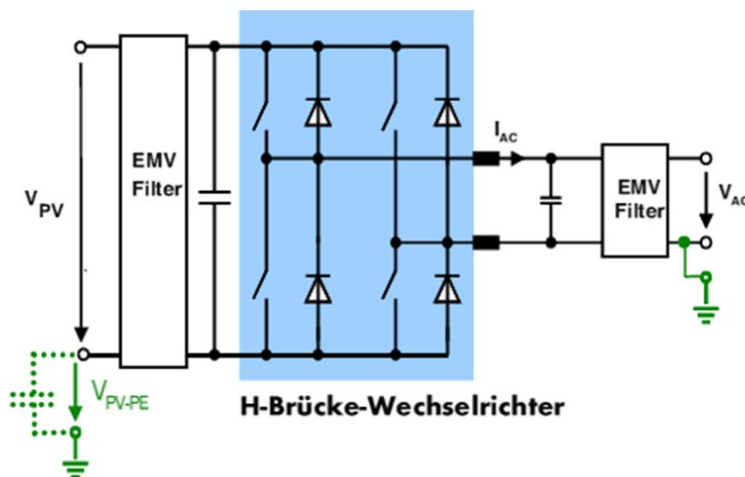
Modulanzahl
Verschattung
Montageort Wechselrichter

gerade Zahl
keine Verschattung
Dachboden

Erste Wahl ist hier mal ein sogenanntes trafoloses Gerät. Nur wenige kristalline Modultechniken verlangen eine Erdung des Gleichspannungspotenzials, hier muss dann u.U. auch auf eine Freigabe des Modulherstellers geachtet werden (z.B. SunPower Module mit Rückseitenkontaktierung). Warum trafolos: Die Geräte haben einen höheren Wirkungsgrad als sogenannte galvanisch trennende und sind allgemein preiswerter. Bei einer geraden Anzahl von PV-Modulen und ohne Verschattungsproblematik kann man auch auf mehrere MPP-Tracker verzichten, ein Hochsetzsteller im DC-Eingang ist auch nicht vonnöten. Hier tut's also wirklich ein Standard-Strangwechselrichter ohne Gimmicks.

Diese Geräte liefern ihren höchsten Wirkungsgrad im unteren MPP-Fenster ab, man sollte hier also versuchen, mit möglichst kurzen Strängen zu planen.

Man erkennt z.B. am MPP-Bereich, ob ein Hochsetzsteller im Gerät vorhanden ist, die minimale DC-Spannung beträgt hier ca. $>340-350V$ (Spitzenwert der Netzspannung $\cdot \sqrt{2}$) bei einem 1Phasigen Gerät.



Quelle: SMA

Bild 1

Was ist zu beachten:

abhängig von der Schaltungstopologie kann eine beachtliche kapazitive Aufladung der PV-Module erfolgen („pulsierende Gleichspannung“) – Potenzialausgleich bzw. Funktionserdung am Montagegestell schafft hier Abhilfe.

Aufgrund des Montageorts muss man im Sommer mit hohen Umgebungstemperaturen rechnen. Mittlerweile gibt es Wechselrichter, welche bis zu $45^{\circ}C$ kein Leistungsderating aufweisen, die Auslegung sollte hier trotzdem konservativ erfolgen.

Das Verhältnis $PV_{peak} [KW]/AC_{nenn}[KW]$ sollte nicht größer als „1“ sein.

Grundsätzlich: Je höher der zu erwartende Ertrag und je höher die zu erwartenden Umgebungstemperaturen am Wechselrichter, desto konservativer die Auslegung!

Bei einer Leistung bis 30KW dürfen noch einphasige Wechselrichter mit einer sogenannten „ENS“ als Netz- und Anlagenschutz eingesetzt werden, ab 30KW muss es dann eine dreiphasige Spannungsüberwachung sein (VDE 0126-1-1)

Die Baugröße der Wechselrichter bleibt dem persönlichen Geschmack überlassen, viele bevorzugen einen modularen Aufbau, also z.B. 3 x 10KW Geräte. Bei einem Totalausfall eines 30KW Zentralwechselrichters ohne Monitoring ist man im Nachhinein vielleicht klüger..

Bzgl. der Schutzart sollte man ein Gerät mit min. Schutzart IP43 oder höher wählen, je nachdem ob z.B. Kondenswasser vom Dach oder Staubentwicklung durch z.B. regelmäßiges Kehren des E-Strichs (☺) erfolgt. Bei Geräten mit natürlicher Kühlung unbedingt auch auf ausreichende Abfuhr der abgestrahlten Wärmeenergie achten, auf keinen Fall z.B. im Kniestockbereich montieren. Bei einer nicht übermäßigen Staubentwicklung spricht nichts gegen einen Einsatz von Wechselrichtern mit forcierter Kühlung (Lüfter).

Und noch zur Geräuscentwicklung: Man sollte darauf achten, dass auch Geräusche vom Dachboden im Wohnbereich hörbar sind, eine im Hörbereich liegende Taktfrequenz der PWM-Modulation (z.B. 9kHz, aber auch bis zu 18kHz) wird als äußerst unangenehm bis krankmachend empfunden. Hier genügt schon ein geringer Schallpegel, die EMV-Zertifizierungen geben hierüber keinen Aufschluss. Bei mangelnder Erfahrung mit dem Wechselrichtertyp also lieber nochmal mit dem Hersteller oder Fachpartner sprechen!

Ergebnis: 1- oder 3phasige Strangwechselrichter
trafolos
ohne Hochsetzsteller
1 MPP-Tracker
mit oder ohne Lüfter
Schutzart >IP43
Taktfrequenz PWM-Modulation sollte nicht im hörbarem Bereich liegen – bzw. Erfahrungswerte einholen

Fallbeispiel 2

<i>Ausrichtung (Azimut)</i>	<i>+90° (rein WEST)</i>
<i>Neigung (Elevation)</i>	<i>15°</i>
<i>Standort</i>	<i>Süddeutschland</i>
<i>Art</i>	<i>Aufdachanlage, <10cm Modulabstand zur Dachhaut</i>
<i>Modultechnik</i>	<i>Dünnschichtmodul – amorphe Technik (aSi)</i>
<i>Leistung</i>	<i>120KVA (AC-Leistung der Wechselrichter)</i>
<i>Modulanzahl</i>	<i>ungerade Zahl, unterschiedliche Stranglängen</i>
<i>Verschattung</i>	<i>keine Verschattung</i>
<i>Montageort Wechselrichter</i>	<i>geschützter Außenbereich (Wand-Nordseite)</i>

Technologiebedingt (amorphe Dünnschichttechnik) muss hier das Minus-Potenzial der Gleichspannungsseite geerdet werden, um der sogenannten „TCO“-Korrosion vorzubeugen. Meines Wissens gibt es keinen Modulhersteller dieser Technologie, der diese Präventivmaßnahme nicht fordert („TCO“ = **T**ransparent **C**onductive **O**xide).

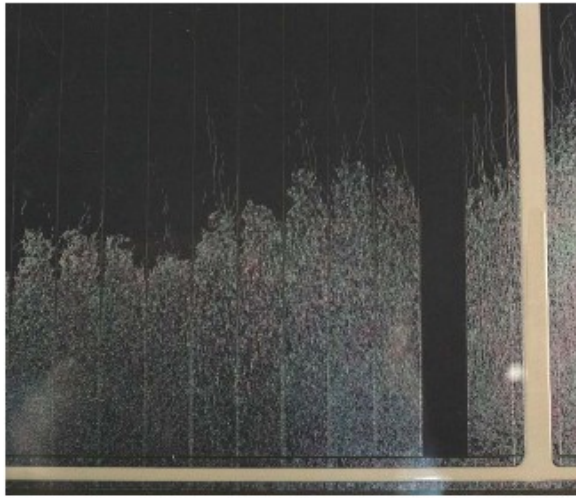


Figure 1. Front surface of a-Si module after 200 h at 85°C, 85% RH, and -600 V bias.

Der Effekt wurde in einem Report des NREL (National Renewable Energy Laboratory)

im Jahr 2003 erstmalig publik. Dies gilt übrigens ebenso für die micro-amorphe Dünnschichttechnik (μ -aSi).

Um das DC-Potenzial zu erden, muss letztendlich eine galvanische Trennung zum Netz vorhanden sein, oder eine Schaltungstopologie, welche diese Erdung erlaubt. Es bleibt also nur ein sogenanntes Trafogerät, oder ein Wechselrichterkonzept, welches eine „inhärente“ Erdung erlaubt.

Quelle: NREL Report 2003

Bild 2

Die Erdungsmaßnahme (nieder- oder hochohmige Erdung) muss vom Modulhersteller vorgegeben werden. Angaben oder Zusicherungen eines Wechselrichterherstellers sind bezüglich der Produktgarantie nicht relevant, entscheidend sind die Installationsanleitungen und Garantiebedingungen des Modulherstellers.

Empfehlenswert sind hier natürlich die Original-Erdungskits der Wechselrichterhersteller. Aber auch bei spezialisierten Zulieferern wird man fündig. Hier ist aber dann eine Konfirmation des Wechselrichterherstellers erforderlich, es muss z.B. die Isolationsüberwachung im DC-Kreis deaktiviert werden, da der „erste“ Fehler, nämlich die Erdung des DC-Potenzials ja gewollt ist. Unter sicherheitstechnischen Aspekten herrscht hier momentan in Deutschland eine gewisse Grauzone. Wollte man z.B. eine Personengefährdung ausschließen, dürfte im Fehlerfall nur ein max. Körperstrom von 30mA fließen. Diese Potenzialerdung wird aber nur als Funktionserdung betrachtet (hier gibt es schon begriffliche Unstimmigkeiten, da die PV-Modulnorm EN 61730 die Erdung des Modulrahmens als Funktionserdung bezeichnet). Der Schutz gegen elektrischen Schlag ist weiterhin in der Ausführung der PV-Anlage als „Schutzklasse II“ gewährt. So wird es zumindest zum jetzigen Zeitpunkt als gegeben hingenommen.

Die „harten“ Erdungskits der Hersteller lösen meistens nur durch eine Sicherung aus, hier wird sich aber in absehbarer Zeit eine Reaktion einstellen. Bei der „weichen“ Erdung über einen Widerstand kann zumindest schon ein Hersteller die Begrenzung des Fehlerstroms auf <30mA bestätigen.

Und nun ganz wichtig: Für die Auslegung der max. Systemspannung muss der sogenannte „Staebler-Wronski“ Effekt berücksichtigt werden. Die aSi-Module erliegen einer gewissen Anfangsdegradation, wenn Sie sozusagen erstmalig einer solaren Einstrahlung ausgesetzt werden. Die Zeitspanne der Degradation hängt von der Intensität der Einstrahlung ab. Im Klartext haben wir zu Beginn mit einer u.U. wesentlich höheren Leerlaufspannung zu kalkulieren, welche aber entscheidend für das max. DC-Spannungsfenster des Wechselrichters ist.

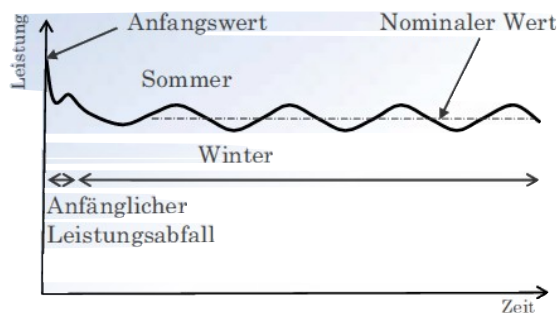
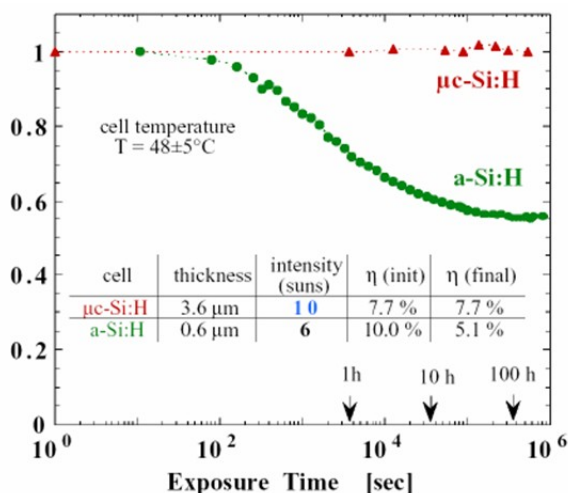


Bild 3

Ein Tipp: Diese erhöhte Spannung muss bei einer Installation im Frühsommer nicht mehr berücksichtigt werden. Bis die kritischen Leerlaufspannungen im Winter auftreten, hat das Modul längst auf stabile Werte „degradiert“. Man kann noch die sogenannten „Annealing“ Effekte im Sommer als nutzbar einplanen, wenn das Modul bei hohen Temperaturen diese „Selbsteilungseffekte“ erfährt und einen Teil der Initialleistung zurückgewinnt.

Bei μ -amorpher Technik kann man übrigens mit einer von Beginn an stabilisierten Leistung ausgehen und muss diese Effekte nicht berücksichtigen.



Hier ein Vergleich amorph zu micro-amorph

Bild 4

Die Auslegung des Wechselrichters bei amorphen Modulen beinhaltet mit die schwierigste Aufgabenstellung. Hier

haben wir nicht nur Standort, Ausrichtung usw. zu berücksichtigen, es kommt noch erschwerend die große Toleranz der Spannungswerte (obenbeschriebener Effekt, aber auch im stabilisierten Zustand meistens noch immer Toleranzen lt. Hersteller von $\pm 10\%$) und der kleine Füllfaktor dieser Technologie hinzu. Kleiner Füllfaktor heisst, dass wir auch einen großen Unterschied von der U_{mpp} zur U_{oc} beherrschen müssen. Mit Sicherheit lohnt ein Blick auf die Flashliste der Module. Hier sind die Initialwerte gemessen und es wird dann auf die stabilisierten Werte zurückgerechnet.

Trotzdem kann hier schon die Spannungstoleranz gut eingegrenzt werden. Es macht also u.U. Sinn, die Feinplanung erst nach Erhalt der Flashliste durchzuführen. Natürlich kann man auch auf Erfahrungswerte zurückgreifen, welche man mit dem Hersteller und seiner Technologie eben hat.

Was noch ins Spiel kommt: Wir müssen einen Wechselrichter mit galvanischer Trennung einsetzen, dieser hat im Teillastbereich einen schlechteren Wirkungsgrad als ein trafoloses Gerät. Früher (so bis vor 3-5 Jahren) war folgende Ansicht noch richtig: Lieber mehr draufpacken, dann wird zwar an wenigen Tagen im Jahr die Spitze „gekappt“ – dafür erhält man einen wesentlich verbesserten Jahresarbeitswirkungsgrad und damit höhere Erträge. Mittlerweile arbeiten die Trafogeräte aber auch im Teillastbereich sehr akzeptabel, so dass man diese Ansicht nicht mehr unbedingt vertreten kann. Bei so großen Anlagen (in unserem Fallbeispiel 120KVA) lohnt also ein Blick auf die Effizienz im Teillastbereich des Wechselrichters.

a)Westausrichtung: Erfahrungsgemäß kann eine 20-25% höhere Initialleistung als bei einer reinen Südausrichtung verbaut werden, selbst bei hocheffizienten PV-Modulen mit geringem Temperaturkoeffizienten der Leistung findet auch im süddeutschen Raum kaum eine Kappung der absoluten Leistungsspitzen statt.

b)15° Neigungswinkel: Spitzeneinstrahlung unter STC Bedingungen ist unter Berücksichtigung der Westausrichtung nie zu erwarten, die Leistungsspitzen der Einstrahlung werden um ca. 14:30 zur Sonnenwende erreicht, der geringe Neigungswinkel kommt allerdings den Sommererträgen wieder zugute. Aufgrund des geringen Neigungswinkels sollte man also keine zusätzlich höhere Auslastung kalkulieren.

c)Annealing-Effekt bei aSi: Um diesen Effekt nutzen zu können (siehe Bild 3) sollte man wiederum die Auslastung „zurückschrauben“. Unsere Anlage hat ja einen geringen Abstand zur Dachfläche, man kann also mit hohen Zelltemperaturen im Sommer rechnen, der Effekt sollte sich also einstellen. In welcher Höhe, kann man nur erahnen, wir setzen mal 3-5% an.

d)Standort Wechselrichter: Im geschützten Außenbereich auf der Nordseite, es ist also mit keinen erhöhten Umgebungstemperaturen zu rechnen, eine max. t_a von 40° ohne Derating ist also ausreichend. Die Schutzart muss generell >IP54 sein. Die sogenannte „Outdoorfähigkeit“ muss vom Hersteller bestätigt werden.

e)Und jetzt kommts: „Irradiance Enhancement Effects“: Neueste Erkenntnisse zeigen, dass die globale Einstrahlung durch Reflexionen an Cumulus-Wolken erhöht wird, und dies bei manchen Tagen bis zum 1,3 fachen, absoluten Wert, allerdings nur für eine kurze Zeitspanne. Diese erhöhten Werte werden z.B. in einem Monitoring-System nicht sichtbar, da hier mit Mittelwerten gerechnet und visualisiert wird. Nun könnte man ja sagen, das will ich aber im Ertrag noch ein bisschen mitnehmen, und das Verhältnis $PV_{peak} [KW]/AC_{nenn}[KW]$ muss kleiner als Eins sein. Da sich diese Tage übers Jahr verteilt in Grenzen halten, ist dies eher ein Kriterium für die richtige Auslegung von Strangsicherungen.

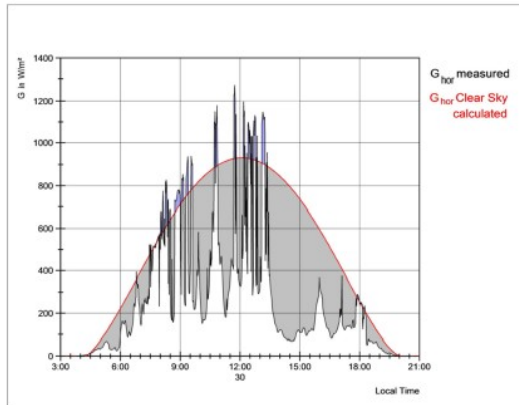
Siehe Bild 5



Bild 1a bis 1e: Momentaufnahmen verschiedener Wettersituationen durch die Webcam des Meteorologischen Instituts am Standort München zur Darstellung des Tagesverlaufs für den 8. Juli 2009 als exemplarischer Irradiance Enhancement Referenztag [MIM-09a].

Bild 5

Quelle:



Hochschule München

Bild 2: Zu sehen ist der Tagesgang der Globalstrahlung (schwarz) für einen weiteren IE-Referenztag (30.5.09). Die rote Kurve zeigt das Profil des dagegen gerechneten (korrigierten) Clear Sky Tags. Der Energieeintrag durch Einstrahlungsüberhöhungen ist in lila sichtbar.

¹ libRadtran - library for radiative transfer, <http://www.libradtran.org>

Schlußendlich: Der „Konsens“-Vorschlag lautet bei einem Trafogerät mit guter Effizienz im Teillastbereich:

$$PV_{\text{peak}} [\text{KW}]/AC_{\text{nenn}}[\text{KW}] = \mathbf{1,10 - 1,15}$$

Und nun zur Anlagengröße. Bei einer Leistung von 120KVA (>**100KW lt. EEG**) muss nach EEG - §6 eine Wirkleistungsreduzierung möglich sein, die Wechselrichter müssen also entsprechend konfigurierbar und mit einer entsprechenden Steuereinheit vom Hersteller verfügbar sein.

Falls die Anlage in das Mittelspannungsnetz einspeist, so müssen die Wechselrichter seit spätestens 01.04.11 die Anforderungen der neuen Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ des BDEW erfüllen, also eine statische und dynamische Netzstützung liefern (u.a. Blindleistungsfähigkeit).

Die Festlegung der Anzahl der Wechselrichter bleibt wiederum dem persönlichen Geschmack überlassen, sicherzustellen ist aber, dass entweder eine 3Phasige Einspeisung der einzelnen Einheiten sichergestellt wird, oder 1Phasige Einheiten mit entsprechender Kommunikation ausgestattet sind, um eine max. Schiefast im Fehlerfall (Phasenausfall) von 5KVA (Nenn: 4,6KVA) nicht zu überschreiten. Hier seien die Systeme „Power Balancer“ von SMA und „SYM-Bus“ von KACO genannt.

Zu den Stranglängen: Hinsichtlich des zu erwartenden, großen Spannungs-Mismatch bei dieser Dünnschichttechnologie sollte man möglichst kurze Strings bilden. Dies bestätigen Erfahrungswerte aus Zeiten, in denen die Systemspannung dieser Module

auf 600VDC begrenzt waren. Allerdings waren hier auch die Leistungen pro Modul kleiner als heute, also beispielsweise 50-60W, jetzt werden mit der aktuellen Applied-Materials® oder Oerlikon® -Technologie höhere Modulleistungen produziert. Auch die Spannungen sind schon relativ hoch, so dass manchmal in einem Strang sowieso nur 4-5 Module in Reihe verbaut werden können. Diesen Punkt kann man also nur bedingt berücksichtigen.

Aufgrund des schon erwähnten, geringen Füllfaktors benötigt der Wechselrichter einen ausreichenden Abstand von der max. DC-Eingangsspannung zur max. MPP-Spannung, um eine ordentliche Auslegung zu ermöglichen. Geräte, bei denen die max. MPP Spannung und die max. DC-Eingangsspannung ein Wert sind, kommen aber vor und dürfen für diese Dünnschichttechnologie nicht verwendet werden.

Lt. unserem Fallbeispiel sind idealerweise unterschiedliche Stranglängen zu bilden, dann bietet sich der Einsatz von Geräten mit mehreren MPP-Trackern an. Oder man schafft es, durch den gewitzten Einsatz versch. Geräte die unterschiedlichen Stranglängen „unterzubringen“. Meistens ist die Version mit mehreren MPP-Trackern die bessere Lösung.

Ergebnis: 1- oder 3phasige Strangwechselrichter, bzw. sogenannte „Mini“-Zentralwechselrichter
(wenn 1phasig, dann nur mit Kommunikation zur Abschaltung bei Phasenausfall, bzw. Begrenzung Schiefelast)
mit galvanischer Trennung
mit „Negativ“-Erdungskit
2/3 MPP-Tracker
mit oder ohne Lüfter
Schutzart >IP54; „outdoorfähig“
Leistungsbegrenzung nach EEG; §6 möglich
hoher Wirkungsgrad im Teillastbereich
Bei Anschluss ans Mittelspannungsnetz: BDEW Richtlinie!

Fallbeispiel 3

Ausrichtung (Azimut)

-30° (etwas OST-Abweichung)

Neigung (Elevation)

35°

Standort

Norddeutschland

Art

Aufdachanlage, >10cm Modulabstand zur Dachhaut

Modultechnik

kristallines Hochleistungsmodul (HIT-Zelle)

Leistung

16KVA (AC-Leistung der Wechselrichter)

Modulanzahl

ungerade Zahl, kurze Stranglängen, Modulfelder örtlich getrennt

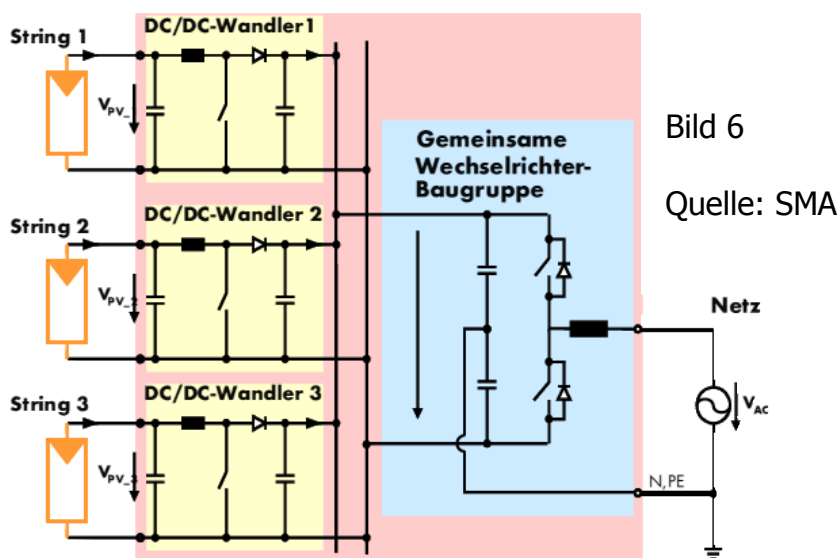
Verschattung

PV-Module L+R von einer Dachgaube positioniert;
Schornstein + SAT-Schüssel
als Nahverschattungsobjekte!

Montageort Wechselrichter

Keller

Hier kann wiederum ein trafloses Gerät verwendet werden, bei kurzen Stranglängen ist aber mit Sicherheit ein Hochsetzsteller im DC Eingang erforderlich. Außerdem sind mehrere MPP-Tracker zu bevorzugen, um das „Verschattungsmanagement“ optimal zu gestalten. Die Topologie könnte also so aussehen:



Leider wird bei solchen Konstellationen das MPP-Tracking nicht sonderlich beachtet, man geht davon aus, dass bei diesen wandernden Nahverschattungen die Bypassdioden der Module entsprechend aktiviert werden. In der Realität ist es aber so, dass ein „Standard“ MPP-Tracker (auch bei Beaufschlagung mit nur einem Strang) den Punkt der oftmals erforderlichen, niedrigeren Strangspannung nicht einstellt, sondern auf einem hohen Spannungsniveau nahe der „logischen“ MPP-Spannung verharrt. Er verhindert dadurch einen höheren Stromfluss durch die unverschatteten Module bzw. Zellen des Moduls und damit ein „Umklappen“ der verschatteten Zellen in den Verbrauchermodus im sogenannten III Quadranten der Zell-Kennlinie. Dieser Polaritätswechsel ist aber erforderlich, um die Bypassdioden in den leitenden Zustand zu bringen. Oftmals reicht aber auch der diffuse Schatten der Objekte nicht aus, um der „Strombremse“ im Modul zu entkommen. Da hilft auch das beste MPP-Tracking nichts. Trotzdem sollte man beim Hersteller bzw. Fachpartner die Funktion des MPP-Trackings hinterfragen, ob dieses in der Lage ist, das sogenannte „Globale Maximum“ eines PV-Strangs zu finden. Nämlich genau den Punkt, wo ein höherer Strom und eine niedrigere Spannung mehr Leistung erzeugen als umgekehrt (Bypassdioden in Betrieb \Rightarrow Strom der bestrahlten Zellen ungehindert \Rightarrow niedrigere Spannung im Modul, da die Anzahl der durch die Bypassdiode überbrückten Zellen keine Spannung mehr produzieren kann).

Die Gretchenfrage, ob ein z.B. mit der Software PVSOL® ermittelter Abschattungsgrad von 5% übers Jahr betrachtet noch akzeptabel ist, kann man bei Einsatz eines solchen intelligenten MPP-Trackers mit JA beantworten, vorausgesetzt es handelt sich um eine relativ „massive“, wandernde Nahverschattung.

Aus eigener Erfahrung können z.B. die Auswirkungen einer unmittelbar vor PV-Modulen platzierten Blitzschutzfangstange nicht mehr kompensiert werden, auch nicht vom besten „Power-Optimierer“. Diese „kleine“ Verschattung wirkt in jedem Punkt der Zell/Modulkennlinie als Strombremse, die Bypassdioden werden nicht aktiviert.

Bei unserer Anlage könnte aber der Einsatz von „Power-Optimierern“ Erfolg versprechen, mittlerweile gibt es einen Anbieter für ein Komplettsystem (Wechselrichter + „Power-Optimierer“). Andere Hersteller beschränken sich momentan nur auf diese Zusatzboxen. Aber auch beim Einsatz solcher Systeme sollten Dachflächen welche nur einen diffusen Schatten abbekommen (durch Antenne, Blitzschutzfangstange, Bäume usw.), nicht mit PV-Modulen belegt werden.

Dritte Alternative: Modulwechselrichter, also Wechselrichter mit nur 200-500W, welche bis zu ZWEI Standardmodule mit separatem MPP-Tracking betreiben. Dieser sogenannte „Microinverter“ wird direkt unter das PV-Modul montiert, der 1phasige 230V AC-Ausgang wird mittels steckbarem Kabelbaum angeschlossen. Mittlerweile sind zertifizierte Geräte erhältlich, mit bis zu 25 Jahren Herstellergarantie, kostenlosem Monitoring usw. Natürlich wird es Berührungängste mit dieser Technologie geben, aber im kleinen Leistungsbereich kann das durchaus Sinn machen. Außerdem umgeht man so die gefährliche Gleichspannung (Stichwort Lichtbogen, Feuerwehr).

Aber bleiben wir beim konventionellen Strangwechselrichter, um das Auslegungsverhältnis zu definieren.

Bedingt durch die zu erwartende Verschattung durch die Gaube muss mit einer äußerst seltenen STC Bedingung gerechnet werden, die leichte OST-Ausrichtung stimmt hier ein, der norddeutsche Standort mit einer geringen „Strahlungsarbeit“ [$<1000 \text{ kWh/m}^2$] passt ebenso zu einem Auslegungsverhältnis von >1

Allerdings sind ja Hochleistungsmodule mit einem niedrigen Temperaturkoeffizient verbaut und eine ordentliche Hinterlüftung ist gewährleistet. Die Sommererträge sollten also möglichst nicht gekappt werden. Die Wechselrichter werden im Keller verbaut, das verspricht eine übers Jahr gleichmäßige, niedrige Umgebungstemperatur. Allerdings sollte auf die Luftfeuchte geachtet werden, ein $>IP54$ Gerät ist keine verkehrte Wahl bzgl. Langlebigkeit.

Der Vorschlag lautet:

$$PV_{\text{peak}} [\text{KW}]/AC_{\text{ennn}}[\text{KW}] = \mathbf{1,0 - 1,1}$$

Der schlussendliche Vorschlag bzgl. der Wechselrichter:

- 1Phasig (auf Schiefast achten) oder 3Phasig

- Trafolos mit Hochsetzstellern** im DC Eingang
- 2/3 MPP-Tracker
- optimiertes MPP-Tracking, um ein globales Leistungsmaximum im Strang zu finden
- Schutzart >IP54
- mit- oder ohne Lüfter
- Taktfrequenz PWM-Modulation sollte nicht im hörbarem Bereich liegen – bzw. Erfahrungswerte einholen