

■ Produktion systemtechnischer Komponenten für solare Energien

- Qualifizierung und Qualitätssicherung zur Lebensdauer-Optimierung und Ertragskontrolle – Rückwirkungen auf Technologieentwicklung und Montage
- PV-Systemtechnik – Motor der Kostenreduktion für die photovoltaische Stromerzeugung

Qualifizierung und Qualitätssicherung zur Lebensdauer-Optimierung und Ertragskontrolle – Rückwirkungen auf Technologieentwicklung und Montage

Prof. Dr. Peter Zacharias

ISET
pzacharias@iset.uni-kassel.de

Dr. Michael Köhl
Fraunhofer ISE
michael.koehl@ise.fraunhofer.de

Dr. Klaus Vanoli
ISFH
k.vanoli@isfh.de

Dr. Andreas Herrfeld
SMA Technologie AG
andreas.herrfeld@sma.de

Einleitung

Maßnahmen zur Qualitätssicherung und Qualifizierung von Komponenten für bestimmte Einsatzbedingungen bzw. -bereiche haben hohe Bedeutung für die Lebensdauer, den störungsfreien Betrieb und den Ertrag von photovoltaischen und thermischen Solaranlagen. Dies gilt sowohl für die einzelnen Komponenten als auch für die gesamte Anlage im Verbund. Wesentliche technische Beurteilungsparameter für den wirtschaftlichen Betrieb sind der Ertrag und die Lebensdauer aber auch der Aufwand für Wartung und Reparatur.

Qualifizierung und Qualitätssicherung von Komponenten

Bei Photovoltaik (PV)-Anlagen haben die Zuverlässigkeit und Beständigkeit der PV-Module besondere Bedeutung. Denn ein Großteil der Investitionskosten (> 50 %) entfallen auf den PV-Generator (das ist die Gesamtheit aller PV-Module einer Anlage). An die Module sind somit hohe Qualitätsanforderungen zu stellen: Neben dem elektrischen Energieertrag muss auch die Gebrauchsdauer im Sinne des Aufrechterhaltens der elektrischen Leistungsfähigkeit im Bereich von zwei bis drei Jahrzehnten liegen. Dies entspricht der Anforderung an eine nachhaltige Produktentwicklung und ist auch aktueller Stand der Technik für Solarmodule gemäß den gegenwärtigen Qualitätsstandards. Von allen PV-Modulherstellern werden heute Garantieaussagen zur Leistungs- und Produktgarantie gemacht. Die Leistungsgarantie beträgt

in den meisten Fällen 25 Jahre und bezieht sich auf den Erhalt der elektrischen Leistung des Solarmoduls im Vergleich zu dessen Nennleistung. Üblicherweise wird garantiert, dass die Leistung nicht unter 80 % des Nennwertes absinkt.

Es existiert derzeit jedoch noch kein Lebensdauertest für Solarmodule, der gesicherte Prognosen zur Langzeitstabilität zulässt. Auch sind die konkreten Umwelteinflüsse von Temperatur, Feuchte und UV-Strahlung und die damit verbundenen Alterungsmechanismen bei den einzelnen Modulkomponenten und beim Materialverbund innerhalb der Module bisher nur unzureichend bekannt. Ausgehend von diesen Unsicherheiten, sowie der Unkenntnis der Hersteller über die späteren Einsatzbedingungen bergen lange Garantiezeiten erhebliche wirtschaftliche Risiken für die Hersteller von Solarmodulen. Es werden daher gebrauchsdaueranalytische Prüfverfahren benötigt, die durch beschleunigte Tests durch Umweltsimulation im Labor belastbare Aussagen über die Beständigkeit der neuen Materialien und Komponenten unter den denkbaren Einsatzbedingungen ermöglichen. Solche Prüfverfahren werden in Zusammenarbeit mit der Industrie und anderen Forschungsinstituten am Fraunhofer ISE entwickelt.

Hierfür ist es wichtig, dass die durch künstliche Beanspruchung festgestellten Alterungsmechanismen mit natürlichen Degradationsmechanismen unter verschiedenen klimatischen Bedingungen korrelieren und damit die Prüfverfahren bestätigen. Dies ist durch kontrollierte Freibewitterung von Solarmodulen möglich, bei der alle Belastungsparameter durch Bewitterung und Betrieb mit ausreichend hohem Zeittakt



Abbildung 1
UV-Tests von Solar-
modulen (links)
müssen verschärft und
mit Feuchte-Wärme
kombiniert werden, um
der Belastung bei
20 Jahren Gebrauchs-
dauer zu entsprechen.
Vergleichstests mit Frei-
bewitterung (rechts)
dienen der Validierung
von beschleunigten
Gebrauchsdauer-
prüfungen.

Quelle: Fraunhofer ISE

gemessen und aufgezeichnet werden. Solche Freibewitterungsteststände hat das Fraunhofer ISE gemeinsam mit dem TÜV Rheinland in verschiedenen Klimazonen aufgebaut und mit der notwendigen Messtechnik ausgestattet oder sich über die Kooperation mit Partnern gesichert. Das ISET testet Solarmodule im Freifeld an seinem Standort in Kassel in Industriaufträgen für verschiedene Hersteller.

Arides Klima herrscht in der Wüste Negev vor: niedrige Luftfeuchtigkeit, hohe Temperaturen mit großem Temperaturwechsel zwischen Tag und Nacht, sowie lange Sonnenscheindauer sind hier die Hauptfaktoren. Tropische Verhältnisse findet man in Serpong in Indonesien vor. Hingegen sind die Hauptstressfaktoren auf der Zugspitze die Schnee- und Windlasten sowie ein hoher UV-Strahlungsanteil.

Derzeit werden im Rahmen des EU-Projektes „Performance“ weitere interessante Materialien und Module mit Dünnschichttechnik ausgewählt. Die Zielsetzung des Projektkonsortiums ist es, einen beschleunigten Test zur Bestimmung der Lebensdauer von Solarmodulen zu entwickeln und zu verifizieren. Das Clusterprojekt „Zuverlässigkeit von PV-Modulen“ wird vom Bundesministerium für Umwelt, Natur - schutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördert.

Zusammenwirken verschiedener Komponenten in Systemen

Die zweite Hauptkomponente in Photovoltaikanlagen sind Wechselrichter, die den erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom umwandeln. Sie übernehmen gleichzeitig vielfältige Steuerungs-, Regelungs- und Sicherheitsfunktionen. Neben der Qualität dieser komplexen von Leistungs- und Signalelektronik sowie computertechnischen Elementen dominierten Komponente gilt es, den einwandfreien Betrieb in Wechselwirkung mit den elektrischen Netzen sicherzustellen.

PV-Wechselrichter sind für eine Lebensdauer von 20 Jahren ausgelegt. Bei bis zu 14 Stunden Betrieb an 7 Tagen der Woche unter wechselnden klimatischen Bedingungen stellt dies hohe Anforderungen an die Qualität der verarbeiteten Teile und die Verarbeitungsprozesse. Um diese Qualität abzusichern, betreibt die SMA Technologie AG als Wechselrichterproduzent ein eigenes Testzentrum als unabhängige Abteilung. Grundlage aller Tests ist eine Simulationsumgebung die es erlaubt, Wechselrichter unabhängig von realen Einstrahlungsverhältnissen rund um die Uhr elektrisch zu betreiben.

Bevor ein neuer Wechselrichter auf den Markt kommt, hat er eine Vielzahl von Tests durchlaufen. Im Rahmen von entwicklungsbegleitenden

Tests werden Prüfungen auf die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV), mechanische Tests des Wechselrichters und der Verpackung, eine Überprüfung auf Staub- und Wasserdichtigkeit zur Bestimmung der Schutzklasse, Tests und Validierungen der Hard- und Firmware¹ und vieles mehr durchgeführt.

Mit Hilfe einer Simulationsumgebung wird versucht, den realen Betrieb eines Wechselrichters so gut wie möglich nachzubilden. Hierzu gehören u. a. die Simulation eines Sonnenaufgangs, eines Sonnenuntergangs, eines bewölkten Tages, schnelle Einstrahlungswechsel, die Aufschaltung von Störgrößen sowie der Betrieb bei unterschiedlichem Leistungsangebot, das bis zu 110 % der Nennleistung des Wechselrichters reicht. Hinzu kommen noch Tests bezüglich des Anlaufverhaltens bei hohen bzw. niedrigen Temperaturen sowie Derating-Tests, die das Verhalten des Wechselrichters bei hoher Leistung und steigenden Umgebungstemperaturen ermitteln.

Zur Absicherung der Lebensdauer werden in einer begehbaren Klimakammer in der Regel zwölf Wechselrichter eines in der Entwicklung befindlichen Wechselrichtertyps zeitgleich einem internen Feldtest unterzogen. Hierzu werden die Feldtestgeräte unter Verwendung

der Simulationsumgebung rund um die Uhr für viele Wochen anspruchsvollen elektrischen und klimatischen Bedingungen ausgesetzt. Diese simulierte Umgebung erlaubt es, in verkürzter Zeit gegenüber einer externen Durchführung Daten zum Langzeitverhalten aus einem Feldtest zu erhalten.

Serienbegleitend werden stichprobenartig die Nutzungsgrade getestet. Als Nutzungsgrad wird ein prozentualer Wert definiert, der die vom Wechselrichter eingespeiste Energie zu der ihm angebotenen Energie ins Verhältnis setzt. Die ermittelten Werte werden mit denen zum Zeitpunkt der Serienfreigabe des entsprechenden Gerätetyps verglichen. Unterschiede in den Werten können auf Abweichungen in den Produktionsprozessen oder auf der Schwankungsbreite der verwendeten Bauteilkennwerte beruhen.

Test von Systemen im Verbund

Die umfangreichen Untersuchungen zur Sicherheit und Zuverlässigkeit von dezentralen netzgekoppelten Energieerzeugungsanlagen, insbesondere PV-Wechselrichtern, an einem praxisnah aufgebauten Netzausläufer bilden die Grundlage für zahlreiche Projektergebnisse. Unter dem Themenschwerpunkt „Erkennung ungewollter Inselnetzbildung“ hat das ISET im Projekt SIDENA zusammen mit Industriepartnern das Verhalten von zahlreichen PV-Wechselrichtern an einem Netzanschlusspunkt unter extremen Bedingungen untersucht und Defizite ermittelt. Dies führte zu neuen Lösungsansätzen, die unter anderem in neuen Produkten von Netzabschalteneinrichtungen (ENS)² Eingang fanden. Darüber hinaus konnten die Ergebnisse in die Verabschiedung entsprechender Normen (DIN VDE 0126-1-1) eingebracht und mit Konzepten anderer europäischer Länder international harmonisiert werden.

- 1 Betriebssoftware, die fest installiert ist
- 2 Eine Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten Schaltorganen (ENS) ist eine automatische Freischaltstelle für kleine Stromerzeugungsanlagen (bis 30 kWp). Sie garantiert, dass sich der Wechselrichter bei Stromausfall oder Netzabschaltung auf jeden Fall selbständig vom AC-Netz trennt, um eine Inselbildung und dadurch erfolgende Rückspeisungen in das Stromnetz, die möglicherweise zu gefährlich sein kann, zu verhindern.

*Abbildung 2
Begehbare und automatisierte Klimakammer für entwicklungs- und serienbegleitende Feldtests von Photovoltaikwechselrichtern*

Quelle: SMA
Technologie AG



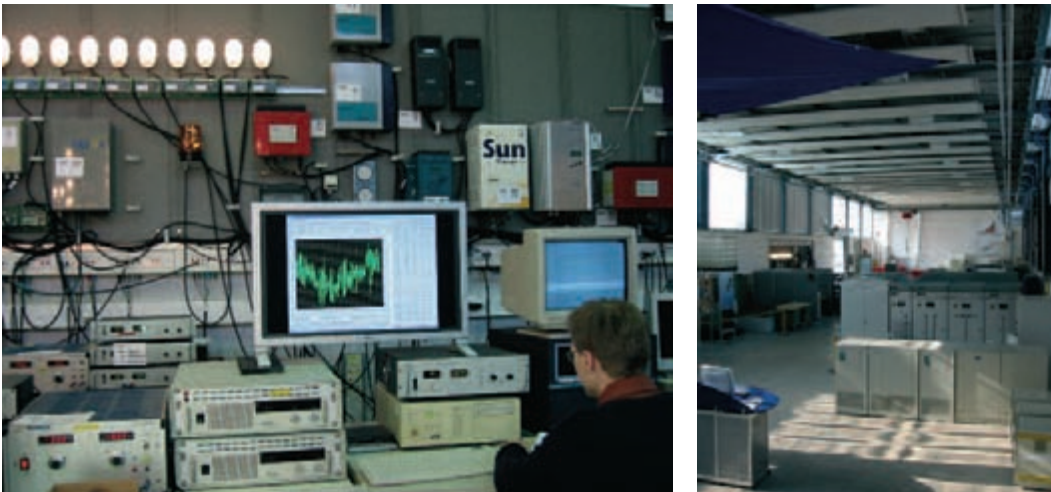


Abbildung 3
Test- und Prüfzentrum
DeMoTec zur
Untersuchung von
elektrischen Energie -
wandlern oder deren
Komponenten unter
realistischen Einsatz-
und Lastbedingungen
sowie im Verbund in
Nieder- und Mittel-
spannungsnetzen.

Quelle: ISET

Ein anderer Schwerpunkt dieses Forschungsprojekts behandelte die spezifischen Eigenschaften der PV-Wechselrichter auf der Gleich- und Wechselspannungsseite, die für die sicherheitstechnische Auslegung von wesentlicher Bedeutung sind. Transformatorlose Wechselrichter bieten neben dem Vorteil eines geringen Gewichts meist hohe Wirkungsgrade und einen einfachen und daher kostengünstigen Aufbau. Beim Betrieb transformatorloser Wechselrichter ist die DC-Seite (die Gleichspannungsseite) meist mit einer Wechselspannung überlagert, die durch eine „Umpolung“ des Solargenerators beim Wechsel zwischen positiver und negativer Halbwelle der Netzspannung erzeugt wird.

Einige transformatorlose Wechselrichtertypen verursachen aufgrund ihrer Funktion große kapazitive Ableitströme, z. B. am Solargenerator, die im Fehlerfall ein Gefahrenpotenzial darstellen. Die gemessenen Ableitströme liegen, je nach Wechselrichter, zwischen wenigen und mehreren hundert Milliampère. Neben der möglichen Personengefährdung sind auch Fehlmessungen in Prüflaboren möglich. Die beobachteten Fehlmessungen wurden intensiv im akkreditierten EMV-Prüflabor untersucht und die möglichen Ursachen ermittelt. Es wurden Vorstellungen für neue Grenzwerte von nicht-sinusförmigen Ableitströmen sowie für Prüfaufbau und Prüfprozedur und für die zuverlässige Messung von kapazitiven Ableitströmen unter Berücksichtigung von realen Erdkapazitäten von Solarmodulen und Konstantern entwickelt. Diese sollen in zukünftige Normungsaktivitäten einfließen.

Das ISET bietet mit seinem Test- und Prüfzentrum DeMoTec vielfältige Möglichkeiten zum Betrieb von elektrischen Energiewandlern oder deren Komponenten unter realistischen Einsatz- und Lastbedingungen von Nieder- und Mittelspannungsnetzen. Ziel ist die Erkennung der systemtechnischen Eigenschaften und deren Verträglichkeit in Versorgungsnetzen. Über Kreuzschienenverteiler lassen sich beispielsweise Einzelaggregate in bis zu drei Teilnetzen fernsteuerbar koppeln. Ein 10 kV-Mittelspannungssimulator ermöglicht die Nachbildung von Kabelstrecken stufig bis 18 km und von Freileitungen bis 28 km Länge. Die Messung wichtiger elektrischer Größen ist in den Anlagen integriert. Zur Ausweitung der realitätsnahen Testmöglichkeiten befindet sich mit dem „ISET Systems Test Centre“ eine Freifeldumgebung für den Verbundbetrieb von PV-Modulen und -Systemen, kleinen Windenergieanlagen, Biogas-Blockheizkraftwerken, anderen dezentralen Stromerzeugern, Energiespeichern, Wechselrichtern, Kommunikations-, Regelungs- und Steuerungssystemen sowie autonomen Hybridsystemen und Inselnetzen (Minigrids) in Vorbereitung.

Ertragssicherung im Betrieb

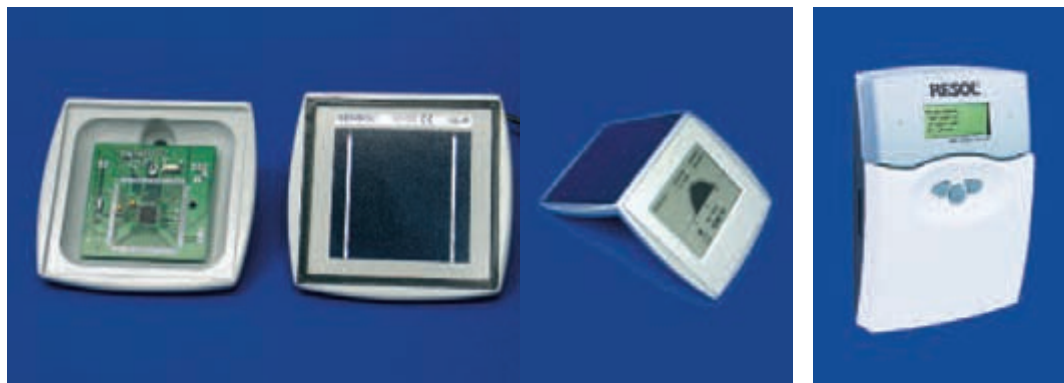
1. Photovoltaikanlagen

Für die energetische Bewertung eines Standortes für Photovoltaikanlagen ist die Messung der Bestrahlungsstärke mit einem Pyranometer präzise und sinnvoll. Um den Energieertrag genauer prognostizieren zu können (Ertragsprog-

Abbildung 4
Energetische und funktionale Anlagenüberwachung mit speziellen Controllern

a) für die Photovoltaik
(links, Quelle: ISET)

b) für solarthermische Anlagen
(rechts, Quelle: ISFH)



a)

b)

nose für Investoren), sollte das spektrale Verhalten der jeweiligen PV-Anlagentechnologie am Standort berücksichtigt werden. Das gilt auch für ein präzises PV-Anlagenmonitoring. In dem kalibrierten Solarzellensensoren „ISETSENSOR mpp“ ist dieser Ansatz für verschiedene Zellentechnologien umgesetzt. Die solare Einstrahlung wird dabei im Punkt maximaler Leistung (Maximum Power Point – MPP) bestimmt und entspricht damit nahezu der eines technologiegleichen PV-Generators mit PV-Wechselrichter.

Eine spezielle Elektronik ermittelt über eine Strom- und Spannungsmessung die Kennlinie der Messzelle und berechnet damit den MPP. Die Messpausen werden dazu genutzt, eine Energiemanagementeinheit mit Doppelschichtkondensator über die Messzelle „aufzuladen“. Die gesamten Messungen und Berechnungen übernimmt ein spezieller Mikrocontroller in Low-Power-Technologie. Nach entsprechender Kalibrierung wird die Bestrahlungsstärke direkt in W/m^2 ausgegeben. Die Messwertübertragung an eine Auswerteeinheit kann zum Beispiel über eine RS232-Schnittstelle oder über Funk erfolgen.

2. Solarthermische Anlagen

Bei solarthermischen Anlagen können Störungen und sogar der vollständige Ausfall lange Zeit unentdeckt bleiben, da die Heizung die fehlende Wärme unbemerkt nachliefert. Eine zuverlässige Störungserkennung bietet das am ISFH entwickelte Input/Output-Verfahren (IOC). Wissen - schaftlich-technische Grundlage für das Input/ Output-Verfahren ist ein innovativer, neuartiger IOC-Algorithmus. Er ermöglicht die automati-

sche Berechnung des erwarteten Ertrags von Kollektorkreislauf bzw. Solaranlage mit Hilfe eines kompakten Simulationsmodells. Anhand eines Soll-Ist-Werte-Vergleichs mit täglichen Messwerten erfolgt eine Ertragsbewertung. Dabei werden aktuelle Messwerte und aus der Anlagenplanung bekannte Parameter wie z. B. Kollektor- und Systemdaten verarbeitet. Das Input/Output-Verfahren besteht aus zwei Bausteinen: dem Input/Output-Controller mit dem darin automatisch ablaufendem IOC-Algorithmus und der angeschlossenen Messsensorik, sowie den Verfahrensregeln zur Organisation der schrittweisen Integration des Verfahrens in den gesamten Realisierungsprozess einer Solaranlage. Neue Entwicklungen zeigen, dass die IOC-Technologie zusammen mit Microsensoren auf MEMS-Basis zu einer erheblichen Kostenreduktion beim Betrieb solarthermischer Anlagen beitragen können.³

Das ISFH entwickelte zusammen mit der Firma RESOL einen Input/Output-Controller als erstes kommerziell verfügbares Kompaktgerät auf dem Solarmarkt. Erste Praxisdemonstrationen in der Wohnungsbauwirtschaft haben zu sehr positiven Ergebnissen geführt.

Mit der Umsetzung in eine internetbasierte IOC-Variante zum Einsatz in Anlagen der Gebäudeleittechnik wurde begonnen. Insgesamt wurden bisher IOC-Test-Geräte in 13 verschiedenartigen

³ Siehe auch Artikel „Intelligente Mikrosensoren für den Einsatz in solarthermischen Anlagen – Integration in die Systemtechnik“ von Michael Verdirk in diesem Heft auf S. 66

Solaranlagen eingebaut. Bei einer Soll-Ist-Wert-Toleranz von 20 % kann mit einer Sicherheit von 99 % auf einen Störfall geschlossen werden. Im Entwurf zur VDI 2169 „Funktionskontrolle“ ist das Input/Output-Verfahren als Verfahren zur automatischen Ertragsbewertung etabliert worden.

Die positiven Projektergebnisse bieten eine neuartige Grundlage für Qualitätssicherung solarthermischer Anlagen: Fehler und Störungen können jetzt kostengünstig erkannt und rasch beseitigt werden. Der Solarthermie-Branche bietet sich die große Chance eines erheblichen Vertrauensgewinnes bei Investoren sowie seitens der Anbieter durch selbstbewusstes Qualitäts-Marketing. Darüber hinaus bietet es sich an, den Denkansatz des energetischen Soll-Ist-Wert-Vergleiches auch für die Effizienzkontrolle konventioneller Wärmeversorgungs-Systeme zu nutzen.

Zusammenfassung und Ausblick

Eine hohe Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Systemen in der Energieversorgung erfordert neben der hohen Qualität der Einzelkomponenten eine hohe Verlässlichkeit für das Zusammenspiel in verschiedenen Systemstrukturen bzw. großen Netzen. Neben der Einhaltung von Qualitätsstandards in der Entwicklung und Produktion sind daher auch Maßnahmen zur Qualifizierung und Qualitätssicherung der Lebensdauer und Erträge von Solarsystemen von besonderer Bedeutung. Das gilt sowohl für solarthermische als auch für photovoltaische Anlagen.

Einhergehend mit der Integration von dezentralen Generatoren in die elektrischen Verteilnetze, müssen neue Konzepte für Analyse, Planung, Steuerung und Überwachung der Energieversorgung und -verteilung durch Laboruntersuchungen validiert werden, um diese neuen Komponenten bei der Leistungsoptimierung des Gesamtsystems zu berücksichtigen.

Das vom ISET koordinierte, europäische Exzellenznetzwerk von unabhängigen Laboren DERlab⁴ unterstützt die konsistente Entwicklung dezentraler Energietechnologien auf der Basis einer gemeinsamen europäischen Forschungs- und Entwicklungsplattform. Ziele von DERlab sind der Aufbau eines verteilten, unabhängigen DER-Labors für Europa, um die Schaffung von europäischen und internationalen Normen substantiell zu unterstützen.

Danksagung

für die Förderung der Projekte SIDENA und des Clusterprojekts „Zuverlässigkeit von PV-Modulen“

⁴ DERlab ist ein europäisches Netzwerk der Exzellenz (NoE) von unabhängigen Laboratorien, die auf dem Gebiet der Integration verteilter Energiequellen (distributed energy resources (DER)) ins Stromnetz arbeiten.

PV-Systemtechnik – Motor der Kostenreduktion für die photovoltaische Stromerzeugung

Dr. Mike Meinhardt
SMA Technologie AG
mike.meinhardt@sma.de

Dr. Bruno Burger
Fraunhofer ISE
bruno.burger@ise.fraunhofer.de

Dr. Alfred Engler
ISET e. V.
aengler@iset.uni-kassel.de

Neuartige PV-Wechselrichter reduzieren Kosten um 30 %

Die Kosten für Strom aus Photovoltaik (PV) konnten seit Anfang der 90er Jahre um mehr als 60 % verringert werden. Dabei ist die Hälfte dieser Kostenreduktion auf Innovationen bei PV-Wechselrichtern zurückzuführen: über reduzierte Wechselrichterpreise, Erhöhung des spezifischen Energieertrags der PV-Anlage sowie wechselrichterbedingte Vereinfachung der Anlagenplanung und Installation.

Für diese so genannte „grid parity“ (PV-Stromkosten sind dann gegenüber konventionellem Strom ab Steckdose konkurrenzfähig) ist es notwendig, dass sowohl die Investitionskosten für Solarmodule und Systemtechnik (z. B. Wechselrichter, Befestigung, Verkabelung), als auch die Kosten für Planung, Montage und Wartung innerhalb der nächsten Jahre annähernd halbiert werden. Potenzial für eine weitere Erhöhung des spezifischen Energieertrags von PV-Anlagen bieten zudem Verbesserungen bei der Verfügbarkeit (Betriebszuverlässigkeit) und dem Wirkungsgrad. Wie die positive Entwicklung der Vergangenheit gezeigt hat, können diese Ziele durch gemeinsame Anstrengungen von Forschung und Industrie erreicht werden.

PV-Anlagenpreise

Die Gesamtkosten zur Installation von Photovoltaik-Anlagen im Leistungsbereich unterhalb von 10 kW haben sich seit 1991 – dem Start des 1000-Dächerprogramms – von durchschnittlich 12 €/Wp um mehr als 60 % verringert auf heute ca. 4,5 €/Wp. Der Großteil der Anlagenkosten entfällt auf die Photovoltaikanlage (70 %), weitere 20 % auf sonstige PV-Systemtechnik -komponenten sowie auf Planung/Installation.

Die Aufteilung der Kosten variiert dabei je nach Anlagengröße, Solarzellentechnologie und sonstigen Randbedingungen (z. B. Freiland- oder Dachanlage). Der Anteil der Anlagenkosten, der auf die PV-Wechselrichter entfällt, beträgt heute 10 %, während er in 1991 noch bei durchschnittlich 14 % lag. Der Anteil für die PV-Systemtechnik einschließlich PV-Wechselrichter ist damit überproportional gesunken.

Wechselrichterpreise

Die Marktübersicht in *Abbildung 1* zeigt die starke Abhängigkeit des Wechselrichterpreises von der Geräte-Nennleistung (in kW_{AC} angegeben). String-Wechselrichter in der Leistungsklasse unterhalb 5 kW kosten heute 46 Cent/W_{AC}. Für einphasige Wechselrichter wird die Bestmarke in Kürze mit 31 Cent/W_{AC} durch die Sunny Mini Central-Wechselrichter mit einer Nennleistung von 11 kW_{AC} markiert. Für große Zentral-Wechselrichter betragen die Preise zwischen 26 und 36 Cent/W_{AC} (zzgl. Kosten für Stringstromüberwachung und DC-Verteilungskästen). Da zur Ertragsoptimierung in Deutschland der Wechselrichter im Allgemeinen unterdimensioniert wird, liegt hier der spezifische Preis bezogen auf die PV-Anlagenleistung ca. 10 % niedriger. Zum Vergleich sind die leistungsspezifischen Preise für Antriebswechselrichter (Frequenzumrichter mit einphasigem Netzanschluss) dargestellt.¹ Man erkennt, dass die Preise für Antriebswechselrichter im Mittel ca. 50 % niedriger liegen als die der PV-Wechselrichter. Gründe dafür sind neben den 5-fach höheren Stückzahlen und der geringeren Funktionalität der Antriebswechselrichter (z. B. Schutzeinrichtungen, Filterung, Wirkungsgrad, Schutzart) insbesondere der mehr als 15-jährige Entwicklungsvorsprung bei der Groß-

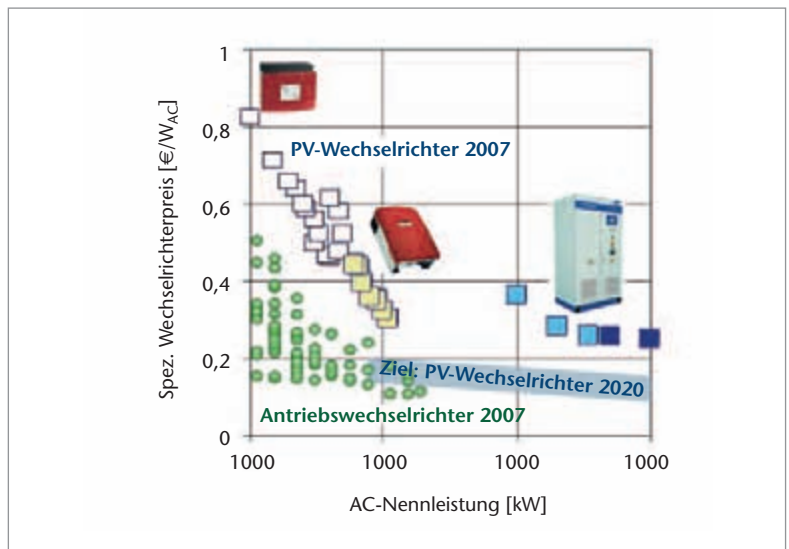
¹ Internetrecherche im August 2007

serienproduktion. Ein weiterer Grund für die geringeren Kosten liegt in der Standardisierung der Antriebswechselrichter, die vornehmlich mit Gerätenennleistungen in diskreten Stufen von 0,75 kW (= 1 PS) angeboten werden (Abb. 1).

Kosten bei der PV-Stromerzeugung 2007

Stromerzeugungskosten für PV-Strom betragen 2007 in Deutschland bei Anlagenpreisen von 4,5 €/W_p ungefähr 45 Cent/kWh, 1991 waren es noch 124,2 Cent/kWh. Um Ursachen für diese positive Entwicklung zu analysieren und gleichzeitig zukünftige Verbesserungspotenziale aufzuzeigen, werden PV-Stromerzeugungskosten berechnet. In *Abbildung 2* sind die berechneten Stromgestehungskosten für je eine PV-Anlage von 5 kW_p errichtet in 1991 bzw. 2007 dargestellt. *Tabelle 1* zeigt die dafür zugrunde liegenden Annahmen.

In der *Abbildung 2* sind die Kosten für die Stromerzeugung in fünf Anteile aufgeteilt: Das sind zum einen die drei Finanzkostenanteile für Solarmodul, Wechselrichter und sonstige Komponenten (Planung, Installation, Verkabelung, Aufständerrung). Diese Finanzkosten ergeben sich aus dem Anschaffungspreis der jeweiligen Komponente und der Annuität. Sie repräsentieren den jährlichen Abtrag und Zinskosten. Die Relation der Finanzkosten entspricht daher dem jeweiligen Anteil der Komponenten am Anlagenpreis. Man erkennt im rechten Teil von *Abbildung 2*, dass die Finanzkosten für die Abschreibung des Solargenerators den größten Anteil mit 23,8 Cent/kWh (2007) ausmachen. Auf den Wechsel-



richter entfallen 3,4 Cent/kWh und auf die sonstigen Komponenten einschließlich Planung und Installation 6,8 Cent/kWh.

Einen weiteren Kostenfaktor stellen die Betriebskosten für z. B. Versicherung, Zählermiete und Reparatur-Rücklage dar. Diese ergeben sich basierend auf jährlichen Kosten von 200 €/a, d. h. 1%/a der Anlagenkosten, zu 4,5 Cent/kWh (*Abb. 2*).

Weiterhin sind hier die Kosten gesondert aufgeführt, die dadurch entstehen, dass die PV-Anlage nicht die gesamte vom Solargenerator zur Verfügung gestellte Energie ins Netz einspeisen kann, d. h. die Performance Ratio (PR) der Anlage < 1 ist. Diese energetischen Verluste sind über die Vergütung in finanzielle Verluste umgerechnet. Die dadurch entstehenden Kosten betragen 6,0 Cent/kWh für eine Anlage mit PR = 0,85 in 2007.

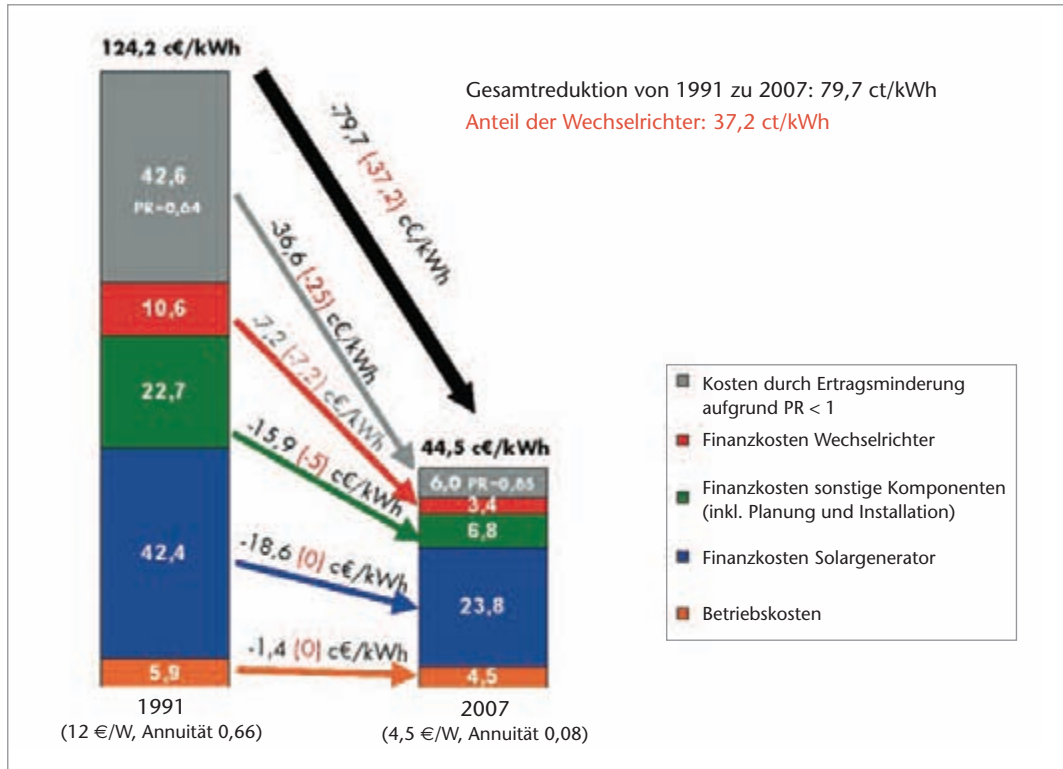
Abbildung 1
Leistungsspezifische Kosten von PV-Wechselrichtern und Antriebswechselrichtern in €/W_{AC} (ohne MwSt) als Funktion der AC-Nennleistung

Quelle: Internetrecherche August 2007, Listenpreis SMA

	2007	1991
Anlagenpreis	4.500	12.000
Solarmodul	70%	56%
Wechselrichter	20%	30%
Sonst. Komponenten und Planung, Installation	10%	14%
Performance Ratio	0,85	0,64
Zinssatz	5,3%	3%
Abschreibungszeitraum	20 Jahre	20 Jahre

Tabelle 1
Kosten- und Performance Ratio – Vergleich 2007 zu 1991. Unter der Annahme jährlicher Betriebskosten von 200 €/a und einer mittleren jährlichen Globalstrahlung von 1050 kWh/(m² a).

Abbildung 2
Vergleich der Stromerzeugungskosten 1991 und 2007 sowie ihre Aufteilung auf Betriebskosten, Finanzkosten und Kosten durch Ertragsminderung (in Klammern ist rot der Anteil der Kostenreduktion eingetragen, der auf Verbesserungen bei den PV-Wechselrichtern zurückzuführen ist)



Kontinuierliche Kostenreduktion als Entwicklungsprinzip

Von 1991 bis 2007 konnten die gesamten Stromgestehungskosten um 79,9 Cent/kWh reduziert werden. Die Anteile dieser Kostenreduktion verteilen sich dabei unterschiedlich auf die Komponenten. Die Finanzkosten für Solarmodule sind um 18,6 Cent/kWh gesunken (Reduktion um 40 % gegenüber 1991). Die Finanzkosten für Wechselrichter sind um 7,2 Cent/kWh gesunken – für sonstige Komponenten, Planung und Installation sogar um 15,9 Cent/kWh (d. h. jeweils 70 %).

Die durch Ertragsminderung aufgrund von $PR < 1$ entstehenden Kosten sind überproportional um ca. 80 % zurückgegangen. Während 1991 noch 42,6 Cent/kWh aufgrund von Energieertragsminderungen „verschenkt“ wurden, sind dies in 2007 nur noch 6,0 Cent/kWh. Ein ausgesprochen positiver Effekt, der auf die gestiegene Performance Ratio der PV-Anlagen zurückzuführen ist: In 1991 installierte Anlagen zeigen im Durchschnitt eine Performance Ratio von 0,64, heutige Anlagen 0,85. Gründe dafür sind insbesondere der gestiegene Wechselrichterwirkungsgrad und

eine höhere Anlagenverfügbarkeit aufgrund der geringeren Ausfallraten des Wechselrichters sowie der verbesserten Anlagenüberwachung. Daneben werden in der Literatur als Grund für die gestiegenen Erträge genauere Angaben der Nennleistung der Solaranlagen und reduzierte Verluste aufgrund von verbesserter Anlagendimensionierung, Vermeidung von Verschattung und hohen Modultemperaturen angegeben [1].

Einfluss des Wechselrichters auf die Stromerzeugungskosten

In *Abbildung 2* ist der Vergleich für die fünf Anteile der Stromgestehungskosten für 1991 und 2007 dargestellt. Dabei ist jeweils der gesamte Reduktionsbetrag und in Klammern der Anteil angegeben, der auf den Einfluss des PV-Wechselrichters zurückzuführen ist (teils auf Schätzung basierend).

In der Summe sind 37,2 Cent/kWh und damit ungefähr die Hälfte der seit 1991 eingesparten Kosten von 79,9 Cent/kWh auf Innovationen und Verbesserungen im Bereich des Wechselrichters zurückzuführen.

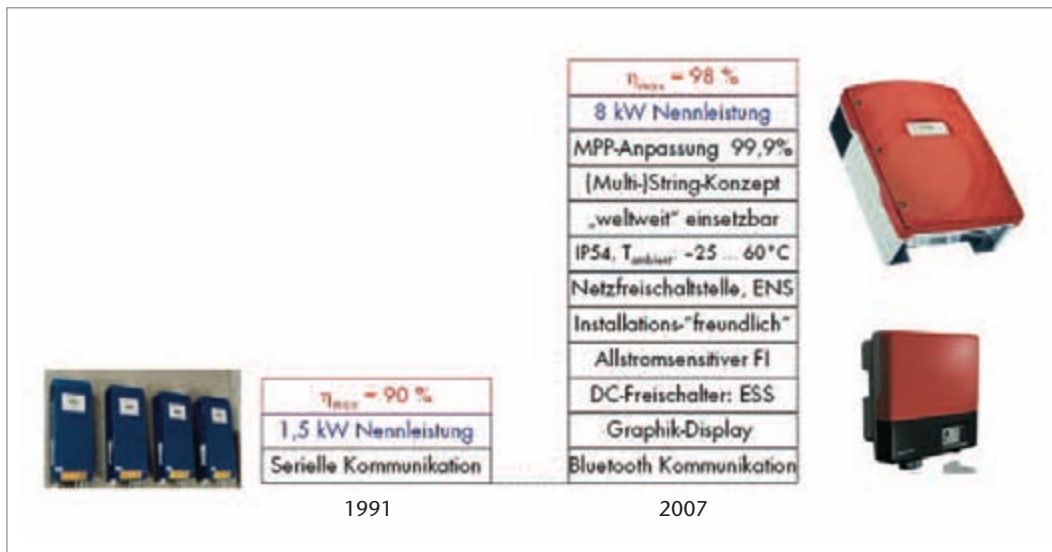


Abbildung 3
Die Wechselrichter-
funktionalität ist von
1991 auf 2007 stark
gestiegen

Die 70%ige Reduktion der leistungsspezifischen Wechselrichterpreise führt zu einer Verringerung der Wechselrichterfinanzkosten von 7,2 Cent/kWh. Einen weiteren positiven Einfluss auf die Stromerzeugungskosten hat der Wechselrichter über die Verringerung der Finanzkosten bei den „sonstigen Komponenten“. So hat z. B. die Einführung der String-Technik (entwickelt durch SMA, ISET und Uni Kassel) für netzgekoppelte PV-Anlagen dazu beigetragen, die Anlagenplanung und -installation deutlich zu vereinfachen. Der Anteil des Wechselrichters an dieser Kostenreduktion wird mit 5 Cent/kWh abgeschätzt. Über einen gesteigerten Umwandlungs- und MPP-Anpassungs-Wirkungsgrad² sowie eine erhöhte Verfügbarkeit hat der Wechselrichter einen sehr großen Einfluss auf die Verringerung der „Kosten durch Ertragsminderung aufgrund einer PR <1“. Dieser Beitrag des Wechselrichters an der Reduktion der Kosten wird mit 25 Cent/kWh abgeschätzt.

Kostenreduktion durch Steigerung der Wechselrichterfunktionalität

In *Abbildung 3* sind die wichtigsten Merkmale von PV-Wechselrichtern, die die PV-Stromkosten beeinflussen, zusammengestellt. Im Vergleich mit dem Wechselrichter aus dem Jahre 1991 wird klar, welche enorme Entwicklung die Funktionalität der PV-Wechselrichter bei gleichzeitiger 70%iger Preisreduktion erfahren hat.

Der Wechselrichter – als das Herz der PV-Anlage – hat zentralen Einfluss auf den Energieertrag und damit auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Nachfolgend wird anhand einiger Wechselrichtercharakteristiken exemplarisch der Einfluss auf die Verringerung der Kosten von PV-Strom erläutert:

- Erhöhung des maximalen Wechselrichterwirkungsgrades um ca. 8 % auf 98 % (im Labor sogar 98,5 % [2])
- Verbesserung der Betriebszuverlässigkeit der PV-Wechselrichter um den Faktor 5, bzw. Reduktion der Ausfallrate auf 1/5
- Erhöhung des MPP-Anpassungswirkungsgrades auf 99,9 %
- Vermeidung von Mismatchingverlusten in den Generatoren durch Einführung der Stringtechnik
- Vereinfachte Installation durch Einführung der Stringtechnik. Durch Wegfall der vorher nötigen zusätzlichen DC-Unterverteilung wurden die Anlagenkosten deutlich reduziert.

² Ein Wechselrichter soll eine optimale Energieproduktion erreichen. Diese muss unabhängig von der Einstrahlung und der Solarzelltemperatur im MPP (Maximum Power Point) des Solargenerators arbeiten. Als Maß für die Güte der ständigen Anpassung an den MPP ist der Anpassungswirkungsgrad definiert.

- Schutzart IP54: Die DC-Verkabelung kann durch den generatornahen Einsatz besonders abgedichteter und damit für die Außenmontage geeigneter Wechselrichter stark vereinfacht werden.
- Notwendige Schutzfunktionen wie z. B. FI, ENS, DC-Freischalter sind im Wechselrichter integriert und müssen nicht extern realisiert werden. Dies führt zu reduzierten Material- und Installationskosten.
- Drahtlose Kommunikation via Bluetooth reduziert die Kosten für Installation von Kommunikationskabeln.
- Graphik-Display ermöglicht eine schnelle, aussagekräftige Fehlerdiagnose durch den Anlagenbetreiber und reduziert damit die Stillstandzeiten der PV-Anlage.

die Einführung eines 11 kW Sunny MiniCentral-Wechselrichters mit einem spezifischen Preis von 0,31 €/W_{AC} zu einer weiteren Reduktion um 15 % führen.

Die Reduzierung der spezifischen Kosten des PV-Wechselrichters ist vor allem auf die Erhöhung der Produktionszahlen – entsprechend den Gesetzen der „Economy of scale“ – zurückzuführen. Doch die prognostizierte Kostenreduktion kann nicht allein durch die Erhöhung der Stückzahlen erreicht werden. Es sind in jedem Fall zusätzliche technologische Innovationen notwendig. Ein Kernelement dabei ist die Erhöhung des Integrationsgrades. Sie umfasst verschiedene Ebenen der leistungselektronischen Systemintegration:

- Integration magnetischer Bauelemente
- Verwendung integrierter Leistungshalbleiter-Module anstelle diskreter Halbleiterbauelemente
- Erhöhung der funktionalen Integration bei mechanischen Komponenten

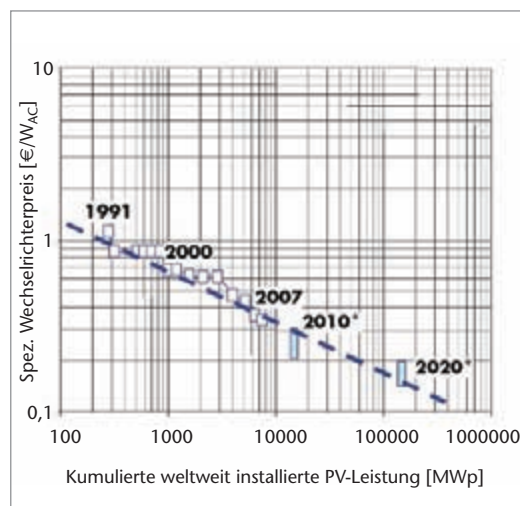
Wechselrichterpreise seit 1991 um 70 % reduziert

Neben der kontinuierlichen Steigerung der Wechselrichterfunktionalität liegt der Schwerpunkt bei der Entwicklung von Solarwechselrichtern auf der Verringerung der leistungsspezifischen Kosten. Der Erfolg dieser Bemühungen ist anhand der Lernkurve der spezifischen Wechselrichterpreise für einphasige Wechselrichter im Leistungsbereich < 10 kW in *Abbildung 4* dargestellt. Man erkennt, wie der Wechselrichterpreis des spezifischen Preises um ca. 70 % gefallen ist, ausgehend von 1,15 €/W_{AC} im Jahre 1991 bis hin zu 0,36 €/W_{AC} im Sommer 2007. 2008 wird

Ein Beispiel hierfür ist die Entwicklung eines auch nach ergonomischen Aspekten gestalteten, funktional integrierten Aluminium-Druckgussgehäuses wodurch sowohl Materialkosten als auch Fertigungskosten reduziert werden.

Durch ein fertigungsoptimiertes Wechselrichterdesign und einen entsprechend angepassten Fertigungsprozess konnte die Fertigungszeit im Vergleich zu 1991 um mehr als 70 % reduziert werden. Ein weiterer wichtiger Faktor für die Reduktion der leistungsspezifischen Wechselrichterpreise war der Trend zu größeren Wechselrichtereinheiten.

Abbildung 4
Lernkurve für Preise von einphasigen Wechselrichtern < 10 kW von 1991 bis 2007 und Prognose für die Preisentwicklung bis zum Jahre 2010 und 2020 (* Annahme 25%/a Marktwachstum)



Lebenszyklus-Kosten gewinnen an Bedeutung

Aufgrund der großen Fortschritte bei der Verringerung der Anlagenpreise wird zukünftig der Anteil der Betriebskosten an den gesamten Stromerzeugungskosten stark steigen. Dadurch verschiebt sich der Fokus von der reinen Reduktion der Anlagenpreise hin zur Minimierung der Lebenszyklus-Kosten einer PV-Anlage. Die Notwendigkeit aber auch die Möglichkeiten zur Reduktion der Betriebskosten sind insbesondere bei großen PV-Anlagen oberhalb 200 kW groß. Denn gerade in diesem Leistungsbereich ist eine vereinfachte, kostengünstige Wartung wichtig. Zentral-Wechselrichter erfordern generell den Einsatz von speziellen Elektrofachkräften bei Wartungsarbeiten. Die dabei entstehenden Kosten werden in diesem Fall durch die Personal- und Reisekosten dominiert. Durch den Einsatz von MiniCentral-Wechselrichtern auch im Leistungsbereich oberhalb 200 kW wird eine Reduktion der Life Cycle Costs möglich. Denn die Wartung kann hier in den meisten Fällen durch den einfachen Austausch des Wechselrichters erfolgen und durch vor Ort verfügbares Personal durchgeführt werden.

Große PV-Anlagen mit mehreren MiniCentral-Wechselrichtern weisen im Vergleich zu Anlagen mit einem Zentral-Wechselrichter eine höhere Redundanz auf. Dies bedeutet, dass bei Ausfall einzelner MiniCentral-Wechselrichter der Rest der PV-Anlage weiterbetrieben werden kann und dadurch die Minderung des Energieertrages geringer ist als bei Ausfall eines Zentral-Wechselrichters. Auch dies wirkt sich positiv auf die Life Cycle Costs aus.

Ziele für die Entwicklung bei PV-Wechselrichtern

Für eine positive Entwicklung der Photovoltaik ist eine weitere Reduktion der Stromerzeugungskosten essenziell. Ein erster Meilenstein auf diesem Weg wird dabei das Erreichen der grid parity in weniger als 10 Jahren sein. Dazu ist eine Halbierung der Anlagenkosten und damit auch der PV-Wechselrichterkosten notwendig.

Dass dieses Ziel erreichbar ist, wird anhand der Lernkurve in *Abbildung 4* klar. Ausgehend von einem jährlichen Wachstum des weltweiten Marktes um 25 % werden gemäß der Lernkurve im Jahre 2020 Wechselrichter zum Preis von 0,15 bis 0,2 €/W/W erhältlich sein. Die Erfahrungen aus der bisherigen Entwicklung des PV-Marktes haben gezeigt, dass technologische Innovationen essenziell sind, um die sich aus der „Economy of Scale“ ergebenden Chancen optimal nutzen zu können. In diesem Zusammenhang sind insbesondere an die Stückzahlen angepasste Fertigungsverfahren genannt.

Ein weiterer wichtiger Beitrag zur Reduktion der PV-Stromkosten wird die Erhöhung des Energieertrages durch die Weiterentwicklung des Wechselrichterwirkungsgrades auf 99 % und eine weitere Verbesserung der Anlagenverfügbarkeit sein. Außerdem wird durch den Einsatz von MiniCentral-Wechselrichtern auch im Leistungsbereich oberhalb 200 kW eine Reduktion der Life Cycle Costs möglich.

Literatur

- [1] Jahn, U.: Photovoltaik-Anlagen – Bewährung und Herausforderung, FVS-Themen 2003, S. 28–35, Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie, 25. und 26. September 2003, Berlin
- [2] Burger, B., et. al.: Photovoltaic Inverters with SiC-Mosfet, 2nd ECPE SIC User Forum, Kopenhagen, 6. und 7. September 2007