Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 104 (2013)
Heft: 11

Artikel: Simulation versus Ertragsmessung von Fotovoltaikanlagen
Autor: Baumgartner, Franz / Carigiet, Fabian
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-856554

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 09.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Simulation versus Ertragsmessung von Fotovoltaikanlagen

EKZ-Referenzanlage liefert Analysedaten

Wie aussagekräftig sind die Simulationsrechnungen, die Anbieter von Fotovoltaikanlagen meist mit der Offerte dem Kunden mitliefern? Welche Parametervorgaben sind bei diesen Simulationen dominant? Sind diese Parameter im Modell des Softwaretools frei wählbar? Was prognostiziert die Simulation bezüglich Abschattungen, was liefert die Messung? Die Referenzanlage der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) liefert Antworten.

Franz Baumgartner, Fabian Carigiet et al.

Die Finanzierung einer Fotovoltaikanlage basiert primär auf dem jährlichen Ertrag pro installierte Nennleistung, also auf den kWh/kWp-Kennzahlen. Bei zwei gleich teuren Angeboten kann ein um 5 % höherer Ertrag kaufentscheidend sein. Aber sind die Ertragsprognosen der Anbieter auch bei gleichem Software-Tool aber unterschiedlichen Modultypen oder Montagearten aussagekräftig? Denn oft können nicht einmal Fachspezialisten erklären, welche genauen Eingabegrössen einer Ertragssimulation zugrunde gelegt wurden. Ausserdem kann die Genauigkeit der eingesetzten Ertragsmodelle nur selten mit realen Messergebnissen belegt werden. Vergleichsstudien von erhältlichen Fotovoltaik-Planungstools, die oft von unterschiedlichen Ertragsmodellen ausgehen und meist nur in der Grundeinstellung der Eingangsparameter verglichen werden, kommen in der Fachliteratur vor. Aber nicht alle Fachplaner können die Zeit aufbringen, um die Parameter für die unterschiedlichen Solarmodulprodukte zu optimieren oder die genaue Abschattungsanalyse individuell auszuführen. Wenn bei einer Nachfrage pauschal ausgesagt wird, dass die Übereinstimmung zwischen der Simulation und den Stromzählererträgen aller Anlagen im letzten Jahr hoch war, ohne dies zu quantifizieren, ist dies nicht optimal. Experten wissen, wie komplex der Parametersatz und die Einflussgrössen für die wissenschaftlich saubere Antwort sind und wie kostenintensiv die notwendige Messtechnik zur Erhebung dieser Kenndaten ist. Der Schlüssel liegt nicht alleine in der Kunst des Data-Mining von unzähligen Zahlenreihen, sondern primär in der Qualität des Messaufbaus, der Meteo-Sensoren, der Messelektronik und der Messdatenerfassung sowie der Wartung und dem Betrieb der Anlagen. Diese Hardware- und Arbeitskosten sind ausschlaggebend dafür, dass es heute fast mehr Software-Prognosetools am Markt gibt als hochgenaue, jahrelang zuverlässige Referenz-Testanlagen.

Die EKZ haben die Hardware der Referenztestanlage in Dietikon [1,2], bestehend aus fünf unterschiedlichen Solarmodultechnologien (Bild 1) sowie den Hauptteil des Arbeitsaufwandes, der an der ZHAW in Winterthur für die Planung und die jahrelange, permanente Analyse geleistet wurde, finanziert. Der Projektpartner TEL Solar, ein Anbieter für Dünnschichttechnologie, wurde von Anfang an für die Bereitstellung der Dünnschicht-Silizium-Testmodule und für die Datenerfassung, Analyse und Diskussion mit eingebunden.

Kostenanteile

Wie sich die Kosten zur Errichtung einer typischen 200-kW-Fotovoltaikanlage auf einem grossen Flachdach in der Schweiz für 2013 aufteilen, zeigt Bild 2. Dabei bilden die Solarmodule mit 16 % Wirkungsgrad typisch 45 % der Gesamtkosten. Diese Darstellung zeigt auf, welche Bedeutung den anderen Kostenanteilen, wie der mechanischen Unterkonstruktion und der effizienten Planung einer Anlage, zufällt. Die Gesamtkosten für grössere 10-MW-Freiflächenanlagen z.B. in Süditalien wurden für 2013 mit geringeren Kostenanteilen von nur 36 % für den Einsatz von Silizium-Dünnschichtmodulen und deutlich höheren Kostenanteilen von 55 % für kristalline Siliziummodule mit 16 % Wirkungsgrad ermittelt [4]. Obwohl die Solarmodule meist weniger als die Hälfte der Gesamtkosten betragen, bestimmt ihre Technologie den Jahres-

Bild 1 EKZ-Referenzanlage in Dietikon mit den hier analysierten multikristallinen Silizium-Solarmodulen im Vordergrund.[2]

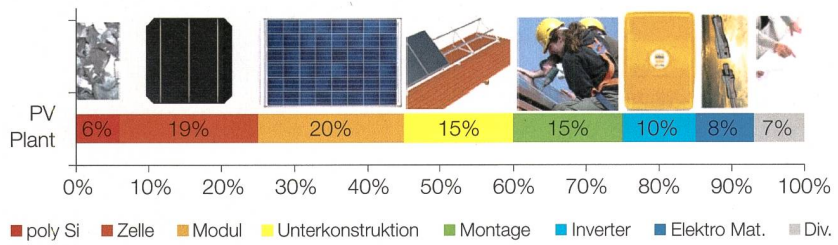


Bild 2 Kosten zur Errichtung einer typischen ca. 200 kW grossen Fotovoltaikanlage auf einem bestehenden grossen Flachdach in der Schweiz.

energieertrag der Kraftwerke. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Angabe der Modulnennleistung auf genauen Messungen beruht. Nachfolgend wird daher nur der Ertrag der Module selbst, also die Gleichstrom-Performance PRDC, besprochen.

Um die Komplexität noch weiter zu reduzieren, beschränkt sich hier die Analyse auf eine Technologie: ein qualitativ hochwertiges, multikristallines Silizium-Solarmodul (Nennleistung 230 W, 60 Teilzellen, Sunways SM210U). So lassen sich Simulation und Messung für einen marktdominanten Modultyp bestimmen.

Solare Einstrahlung bei Messung und Simulation

Für die Messung der solaren Einstrahlung wurden bewährte Pyranometer und weniger genaue Silizium-Referenzzellen (siehe ISE cell, ohne optische Filter, Tabelle 1) mit einem für Silizium typischen eingeschränkten spektralen Arbeitsbereich eingesetzt. Dies begründet die beim horizontal positionierten Pyranometer um 5% grössere jährliche Einstrahlung verglichen mit der Silizium-Referenzzelle (Tabelle 2). Allerdings zeigt Tabelle 2, dass die mit dem Pyranometer gemessene horizontale Einstrahlungssumme für den gleichen Zeitraum nur um 0,3% von der 8 km entfernten Messstation von Meteo Schweiz abweicht (Messdaten über IDAweb verfügbar) [5]. Dabei wurde dieser Vergleich auf denselben eingeschränkten Datensatz bezogen, der um jene Messausschnitte im Jahr reduziert wurde, bei denen nicht alle Messgrössen inkl. DC-Leistungsmessung der Module oder Verfügbarkeit der Messeinrichtung bzw. andere Störungen vorlagen. Für die Überprüfung der jährlichen Energieerträge auf der Basis der Performance Ratio PRDC sind diese Einschränkungen nicht relevant.

Für die Nutzung dieser für viele Standorte zuverlässig verfügbaren Pyranometer-Messwerte zur Prognose des Solarstromertrages muss die Solarstrahlung in der je nach Montagelage orientierten Solarmodulebene errechnet werden. Diese Rechnung wird von den Prognoseprogrammen für jedes Zeitintervall, hier für das Simulationstool PVsyst z.B. in Stundenschritten, abhängig von der Sonnenposition bestimmt. In Bild 3 sieht man, dass für die 30° nach Süden geneigte Modulebene im Vergleich zur Horizontalen eine Steigerung des Solarertrages von 15,6% gemessen wurde. Die vom «Perez»-Umrechnungsmodell gelieferte Steigerung von 15% passt dazu ausgezeichnet. Hingegen würde hier für die Transformation des Solarertrags in die Modulebene unter Verwendung des «Hay»-Modells im Softwareprogramm eine unzureichende solare Minderleistung von 2,8% entstehen. Allein die Wahl des «Hay»-Umrechnungsmodells würde also für unsere Region einer Fehleinschätzung des Ertrags entsprechen, die der Hälfte der Rendite von wirtschaftlich erfolgreichen PV-Kraftwerken entspricht.

Für die Wirtschaftlichkeit darf man aber nicht von einem einzelnen Messjahr ausgehen, sondern muss versuchen, den Mittelwert für die gesamte Betriebsdauer von typisch 25 Jahren zu schätzen. Dabei wurde der Wert der Standardabweichung für die letzten elf Jahre von relativ 4,9% für die jährliche solare Einstrahlungssumme für Affoltern aus den Idaweb-Daten [5] berechnet. Die über Idaweb für 2011 angegebene Einstrahlungswerte (Tabelle 2) liegen z.B. um 15% über dem langjährigen Mittelwert des weitläufig eingesetzten Webrechners PVGIS, bezogen auf den dort wählbaren Datensatz Klassik, aber nur 3% über dem PVGIS – CMS AF Datensatz [6]. Auch relativ zu den Standard-Einstrahlungsdaten des Softwaretools PVsyst auf der Basis von Meteonorm (Bild 3) zeigt dieses im Messjahr 2011 um rund 13% höhere Werte als der langjährige Durchschnitt.

Mittlerer Modulwirkungsgrad

Die Referenzbedingungen, wie sie als Standard Test Condition (STC) für die Nennleistungsangabe verbindlich sind, beispielsweise Modultemperatur 25 °C, entsprechen nicht den typischen Schweizer Betriebsbedingungen. Dafür liegt die tatsächliche mittlere Modultemperatur näher an der Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), die international für 800 W/m², 20 °C Umgebungstemperatur und 1 m/s Windgeschwindigkeit eingeführt wurde. Je nach Montageart der Solarmodule ergeben sich jedoch auch bei identischen Meteo-Bedingungen unterschiedliche Betriebstemperaturen. Im eingesetzten Simulationstool PVsyst wird dieser Modellabschnitt durch die Vorgabe der «NOCT-Temperatur» und den Temperaturkoeffizienten

Sensor	Unsicherheit (k=2)	Uptime in 2011
Pyranometer CMP 21 horiz.	1,2%	97,5%
Pyranometer CMP 21 tilt 30°	1,2%	97,7%
ISE cell HOQ (unfilt.) horiz.	2,4%	96,0%
ISE cell HOQ (unfilt.) tilt 30°	2,4%	96,0%
DC power (Agilent N3303A)	0,6%	46,6%
AC power (Sineax A320s)	0,8%	98,2%

Tabelle 1 Die Messunsicherheitsangaben der Sensoren inkl. Messelektronik gelten für das Vertrauensintervall von 95%.

Data (kWh/m²)	0°	30°	Jahr	Uptime
Pyranometer CMP 21	1146,0	1324,6	2011	40,1%
ISE cell HOQ (unfilt.)	1090,9	1285,7	2011	40,1%
IDAweb (sync.)	1142,8		2011	40,1%
IDAweb	1248,3	–	2011	100%
JRC PVGIS	1078,1	–	1981–1990	100%
Meteonorm I	1103,7	–	1981–1990	100%
Meteonorm II	1108,7	–	1986–2005	100%

Tabelle 2 Die mit dem Pyranometer und der ISE-Siliziumreferenzzelle in Dietikon 2011 gemessene Einstrahlung auf die horizontale Ebene und die 30° geneigte und mit 8° Azimut nach Süd orientierte Fläche ist gemeinsam mit anderen Einstrahlungsdaten aufgeführt.

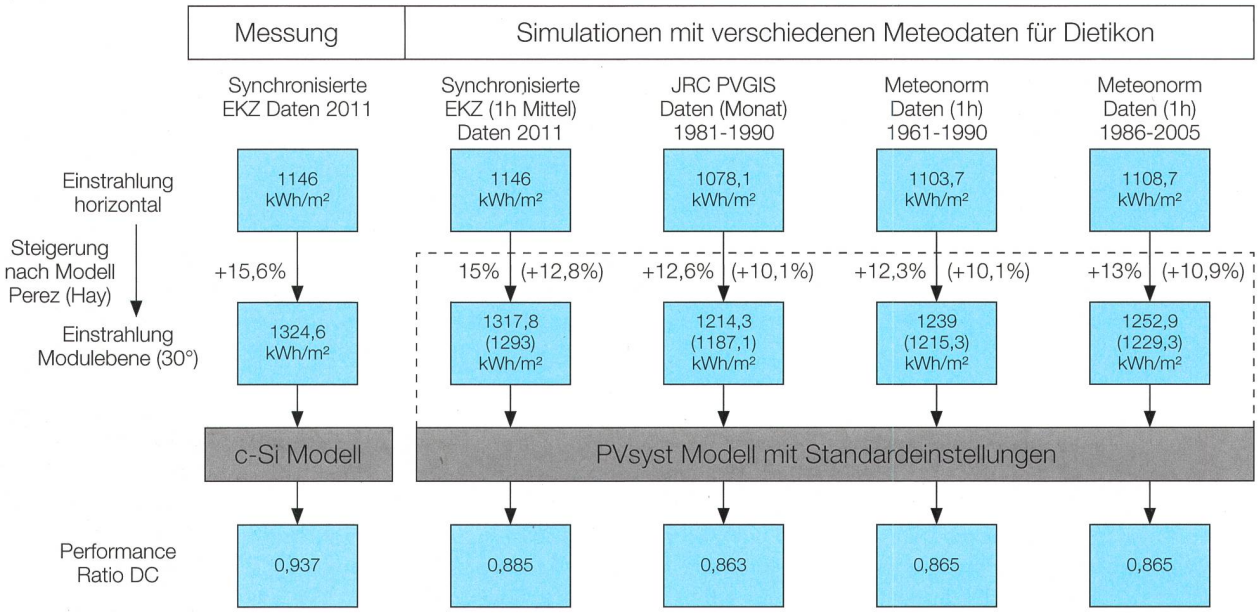


Bild 3 Die in Dietikon mit dem Pyranometer gemessene Solareinstrahlung 2011 in der horizontalen und in der 30° nach Süden geneigten Ebene (beachte Verwendung des eingeschränkten Datensatzes, siehe Tabelle 2) ist hier mit diversen Simulationsergebnissen von langjährigen Solarstrahlungsmittelwerten verglichen. Unten ist die Performance Ratio dargestellt, die Abweichung des mittleren Modulwirkungsgrades bezogen auf die Normbedingungen, die mit Standardeinstellungen ausgeführt wurden.

des Moduls definiert (Default-Werte mit Herstellerangaben). Aus den vorliegenden Messwerten konnten jene Werte selektiert werden, die im Meteo-Intervall von 800 W/m² ±50 W/m² der Solareinstrahlung, 20 °C ±2 °C Umgebungstemperatur und 1 m/s ±0,3 m/s Wind gemessen wurden. Diese etwa 1000 Treffer an Minutenmesswerten im Jahr ergaben dann abweichend von 45 °C NOCT laut Herstellerangaben einen Messwert von 43,5 °C. Für diese Modulmontageart [1] mit dem Temperaturkoeffizienten von –0,45 %/°C entspricht dies einer Abweichung im Ertrag von 0,7 %.

Der auf die Einstrahlung und die Nennleistung bezogene jährliche Ertrag der gemessenen Leistung auf der DC-Seite des Solarmoduls wurde mit PRDC=0,937 ±0,031 bei (k=2) bestimmt, ohne weitere DC-Leitungsverluste zu berücksichtigen. Damit weicht dieser Mittelwert vom besten Schätzwert der Prognose mit PRDC=0,885 PVsyst unter Verwendung der gemessenen Meteodaten **(Bild 3)** und der Standardparameter in PVsyst um 5,6 % ab. Werden die optimierten Eingabeparameter in PVsyst gewählt, mit TC=–0,45 %/°C, NOCT =43,5 °C, und der mit dem EKZ-Flasherbus [2] gemessenen Nennleistung 227,4 Wp ± 6,8 Wp für k=2, so folgt ein PRDC = 0,900, mit einer Abweichung von 4 % zur gemessenen Performance Ratio [3].

Die Hauptursache für diese grosse Abweichung der Performance Ratio wird aber auf die Implementation des Wirkungsgradverlaufs bei Schwachlichtbedingungen zurückgeführt. Einerseits wurde durch Vergleichsmessungen am renommierten Europäischen Forschungszentrum JRC Ispra der Modulwirkungsgrad der eingesetzten Modultypen im Teillastbereich von 200 W/m² gemessen [2]. Diese Messwerte belegen eine Abnahme des Wirkungsgrades um 5 %, während das Simulationstool PVsyst bei der gleichen Leistung eine deutlich höhere Abnahme von 9,5 % voraussagt. Zudem ist aus dem PVsyst-Ertragsmodell nicht ersichtlich, wie die spektrale Änderung der Solareinstrahlung bei Schwachlicht zu einer Ertragseinbusse einbezogen wird.

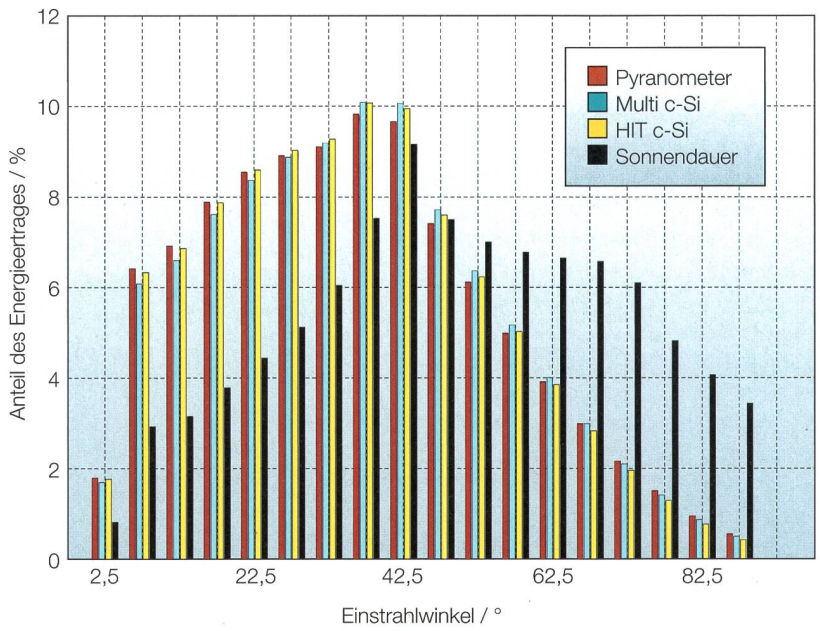


Bild 4 Relative Anteile am gemessenen Energieertrag als Funktion des Winkels von der Flächennormale des Solarmoduls zur Position der Sonne am Standort Dietikon im Jahr 2011.

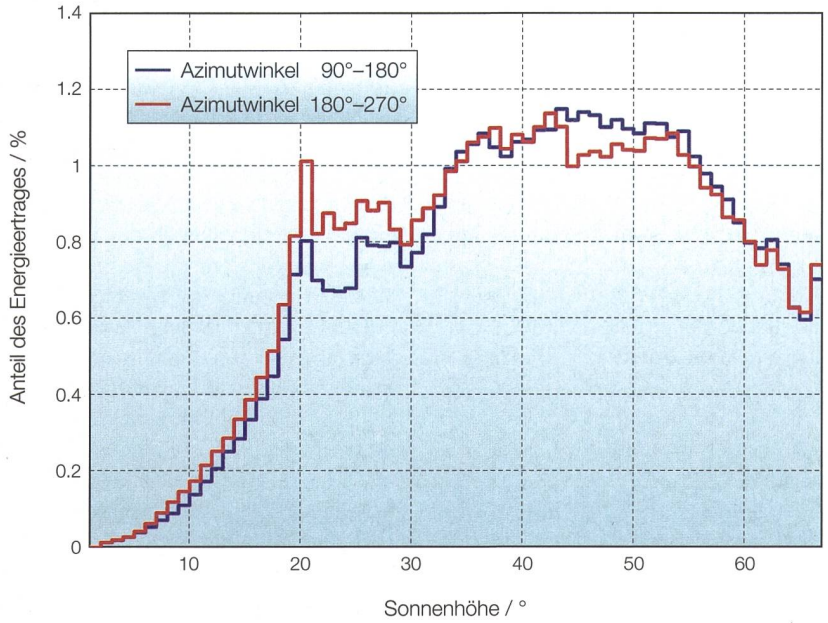


Bild 5 Häufigkeitsdarstellung des Energieertrags aller Vormittage (90° bis 180°) sowie aller Nachmittage des Jahres (180° bis 270°).

Ertrag und Winkelabhängigkeit

Die gemessenen Jahresertragsdaten wurden für die unterschiedlichen Intervalle der Winkel der direkten Sonnenstrahlung zur Modulebene in einem Häufigkeitsplot dargestellt (Bild 4). Sehr flache Solareinstrahlungen auf das Modul bei Winkeln über 65° zur Modulnormale leisten nur einen Beitrag zum Jahresertrag von 7,9 % für polykristallines Silizium und 7,3 % für HIT-Module. Beim Vergleich der beiden untersuchten kristallinen Siliziummodule sieht man deutlich, dass für Winkel unterhalb von 40° zur Flächennormale die hocheffizienten HIT-Module, mit einem relativen Anteil am Jahresertrag von 59,8 %, höhere Erträge verzeichnen, verglichen mit den polykristallinen Modulen, die auf einen Anteil von nur 58,5 % kommen. Für höhere Winkel ist dies gegenläufig. Die physikalische Ursache für den Ertragsgewinn von 0,7 % für die HIT-Module bei Winkeln unter 40° liegt dabei weniger in einem Unterschied der optischen Reflexion, sondern vielmehr im geringeren Temperaturkoeffizienten der Leistung. Die hohen Modultemperaturen für diesen Arbeitsbereich bescheren den HIT-Modulen, mit –0,32 %/°C, deutlich geringere Leistungseinbussen, verglichen mit den –0,45 %/°C der polykristallinen Module (siehe auch Analyse in [1]). Die Unterschiede für flache Einstrahlungswinkel grösser als 65° lieferten für die polykristallinen Module einen relativen Mehrertrag von 0,6 %. Werden beide Technologien bezüglich Jahressumme direkt verglichen, gleichen sich beide Effekte nahezu aus [1].

Ertrag und Sonnenposition

Neben der Sonnenhöhe wurde in einer weitergehenden Analyse auch der Einfluss auf die Sonnenposition relativ zur Südrichtung (Azimut-Winkel 180°) durchgeführt. In Bild 5 ist gut zu erkennen, dass die gemessene Energieverteilung am Vormittag bei Sonnenhöhen zwischen 20° bis 30° wegen dem Morgendunst um 1,1 % niedriger als am Nachmittag ausfällt. Allerdings ist bei einem höheren Sonnenstand von 45° bis 50° am Nachmittag wegen der höheren Temperatur auch mehr Wasserdampf in der Atmosphäre; der Ertrag des Solarmoduls ist deshalb um 0,6 % kleiner.

Eine noch höhere Auflösung der Häufigkeitsverteilungen der Solarstromproduktion, erweitert um die verschiedenen Sonnenpositionen relativ zur Südrichtung zeigt Bild 6. Die Farbverteilung zeigt, dass die höchsten Erträge im Jahreslauf der Sonne wie zu erwarten zur Sommersonnenwende erzielt werden. Mit dieser Art der Darstellung erhält man auch wertvolle Detailinformationen zur Abschattung der Solarmodule am Standort Dietikon. Der eingezeichnete rote Verlauf zeigt, bei welcher Sonnenposition der Schatten einer im Süden parallel angeordneten Modulreihe (im Osten beginnend und im Westen endend) das erzeugende Modul erstmals trifft.

Durch die Addition der dann verlorenen Einstrahlungswerte kann der Verlust quantifiziert werden. Das Resultat ist in Bild 7 dargestellt, als z.B. 3,5 % Verlust bei einer nach Süden ausgerichteten Modulreihe mit einem Neigungswinkel von 30° für das Schattenmodell C.

Das ZHAW/EKZ-Schattenmodell A ist der unrealistische Fall, wenn bei der ersten Schattenberührung die Ertragsleistung des Moduls vollständig ver-

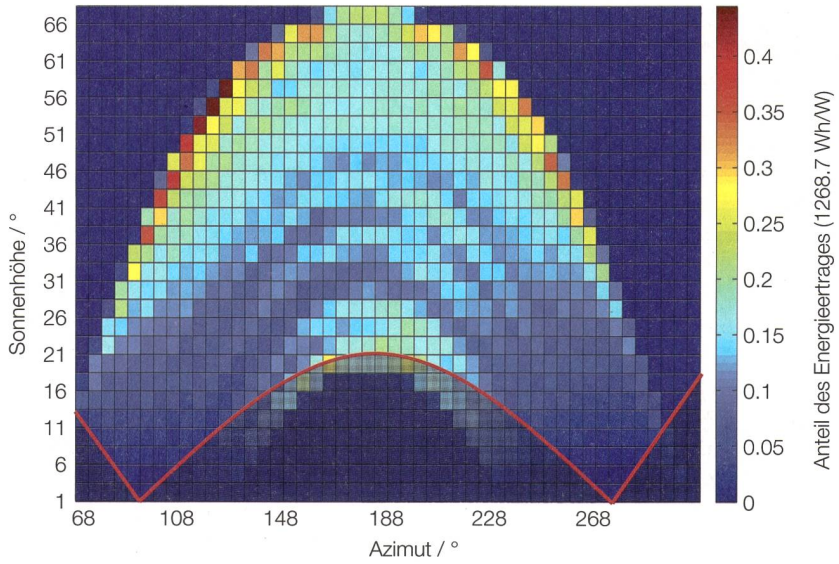


Bild 6 Anteil des DC-Energieertrags eines polykristallinen Silizium-Solarmoduls, aufgeteilt auf die Intervalle der Sonnenhöhe und der Position der Sonne relativ zur Südausrichtung (Azimut 180°) für den Standort Dietikon im Jahr 2011. Rot: Schattengrenze einer in Süd mit dem Abschattungswinkel von 20° angeordneten Modulreihe, wie es auf Flachdächern gebräuchlich ist.

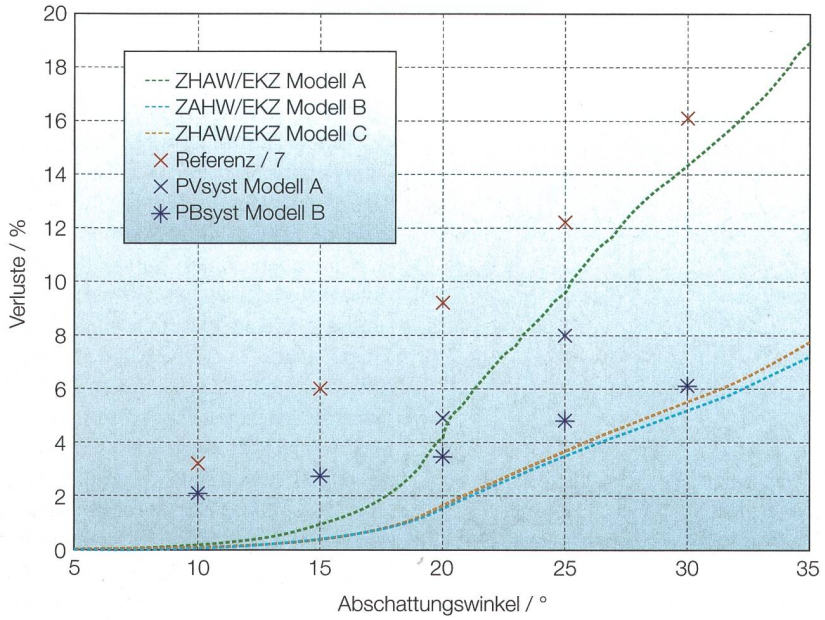


Bild 7 Abschattungsverlust für unterschiedliche Analysemodelle am Standort Dietikon.

schwindet. Dabei wurde hier für die Analyse das Solarmodul in drei Sektoren eingeteilt, wie es bei quer montierten Standardmodulen aus kristallinem Silizium, die den Bereich der Wirksamkeit der drei Bypass-Dioden definieren, der Fall ist. Erreicht der Schatten das jeweilige Drittel des Moduls, so entfällt der Energiebeitrag dieses Drittels vollständig. Dies beschreibt die Funktion des ZHAW/EKZ-Modells B. Um die Einschränkungen in Bezug auf den erlaubten MPP-Spannungsbereich des Wechselrichters auch zu berücksichtigen, wurde das Modell C entwickelt. Dabei wird für den Fall, dass der Schatten im unteren Drittel liegt, die Modulleistung auf zwei Drittel reduziert. Werden weitere Bereiche vom Schatten erfasst, so ist die verbleibende Leistung noch 10 % des nicht beschatteten Modules. Dabei wurde die Wirkung der diffusen Solarstrahlung, bei gleichzeitig hoher MPP-Spannung, berücksichtigt.

Die Ergebnisse der optimalen Modellierung (3 Strings mit je 2-mal 15,6 cm und unter Berücksichtigung des elektrischen Abschattungseffektes) mit PVSyst-v 5.6 nähern sich beim grossen Abschattungswinkel von z.B. 30°, welche aber in der Praxis kaum angewandt werden, einander an. Wird für ein PV-Kraftwerk auf einem Flachdach ein maximaler Verlust von 5 % geduldet, so liefert das PVsyst-Planungstool Modell A einen Abschattungswinkel von 20°. Das hier vorgestellte einfache EKZ-Modell C zur Prognose der Abschattungsverluste, basierend auf den Detailmessergebnissen EKZ Dietikon, würde nach **Bild 7** einen Abschattungswinkel von 28° ermitteln. Damit könnte gegenüber 20° auf die gleiche verfügbare Dachgrundfläche 10 % mehr PV-Leistung platziert werden, da dann die Modulreihen dichter angeordnet werden können.

Energieverluste bei Leistungsbegrenzung

Abschliessend beantworten **Bild 8 und 9** die Frage, mit welchem jährlichen Verlust an eingespeister Energie des Solarstroms zu rechnen ist, wenn die Einspeiseleistung auf einen bestimmten Prozentsatz der Modulnennleistung limitiert wird. Mit Ertragsverlusten von 4,4 % ist bei einer Begrenzung auf 70 % und mit 18 % Verlust bei einer Limitierung auf die halbe Modulnennleistung (50 %) zu rechnen. In letzterem Fall könnte also bei einem Einspeiseleistungslimit die PV-Anlage mit zweifacher Nennleistung, aber auf 50 % reduzierter Wechselrichterleistung einspeisen, wobei jedoch ohne andere Massnahmen wie Speicherung 18 % Ertragsverlust in Kauf zu nehmen sind.

Fazit

Auch wenn die genauesten Einstrahlungssensoren eingesetzt werden, kann die Abweichung von einem Messjahr zu

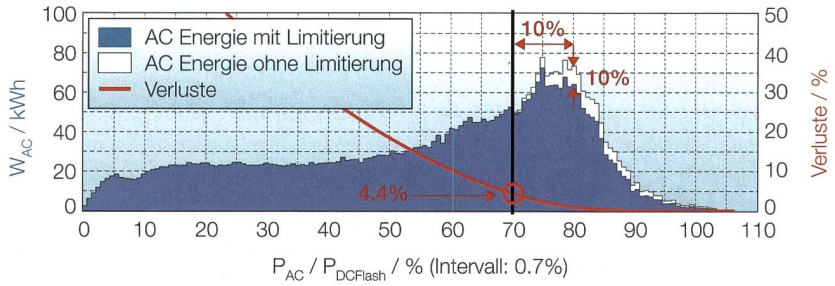
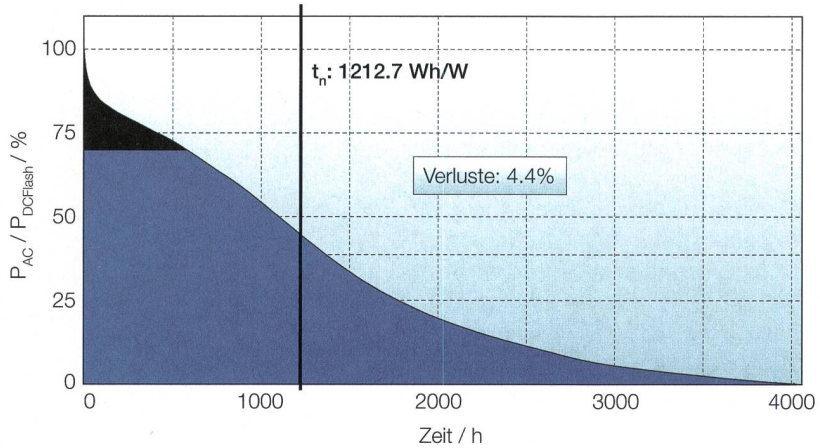


Bild 8 Erzeugungsprofil des PV-Kraftwerks in Dietikon als Häufigkeitsdarstellung der AC-Leistung relativ zur PV-Nennleistung und Limitierung auf 70 % der Nennleistung mit den dargestellten Verlusten des jährlichen Erzeugungsvermögens.



Bilder: Baumgartner

Bild 9 Erzeugungsprofil des PV-Kraftwerks in Dietikon versus Betriebsstunden und Limitierung auf 70 % der Nennleistung mit den dargestellten Verlusten des jährlichen Erzeugungsvermögens.

den verfügbaren Einstrahlungsdatensätzen im zweistelligen Prozentbereich liegen, was sich direkt auf die Rendite eines PV-Kraftwerkprojekts auswirken kann. Die Verifikation des Ertragsmodells mit PVsyst auf der Basis der gemessenen Meteodaten lieferte eine Abweichung von 5,3 % und bei optimaler Parameterwahl nur 4,0 %. Die Abweichungen stammen also nicht von obiger Problematik der Schwankung der jährlichen Einstrahlungssumme ab.

Ein Schwachpunkt des Ertragsmodells von PVSyst ist die intransparente, verbesserungswürdige Berücksichtigung des Schwachlichtverhaltens der Module, inklusive der spektralen Abweichung. Diese Abweichungen könnten deutlich unter 4 % gesenkt werden. Auch bei der Analyse der Ertragsminderung durch lokale Abschattungseffekte, z.B. von einer südlich positionierten Modulreihe, liefert das EKZ-Referenzsolarkraftwerk wertvolle Hinweise auf regionale Verhältnisse und auf weitere grundlegende Verbesserungen der Fotovoltaik-Planungstools.

Résumé **La simulation des installations photovoltaïques face à la mesure de leur rendement**

Une installation de référence de l'EKZ fournit des données d'analyse

L'installation de référence de Dietikon de l'Entreprise d'électricité du canton de Zurich (EKZ) permet d'évaluer la précision des calculs de simulation qui sont fournis au client, à titre d'exemple, par les fournisseurs d'installations photovoltaïques dans leur offre. D'une part, même en utilisant des capteurs de rayonnement à la pointe de la précision, la différence entre les mesures effectuées sur une année et les jeux de données de rayonnement disponibles pour la même année est susceptible d'excéder les 10 %. D'autre part, la vérification du modèle de rendement de l'outil PVsyst en utilisant les données météorologiques mesurées a fourni une différence de 5,3 % et de seulement 4,0 % dans le cas d'une sélection optimale des paramètres. Les différences ne proviennent donc pas uniquement de la variation du rayonnement annuel total mentionnée ci-dessus.

La prise en considération non transparente et perfectible du comportement des panneaux photovoltaïques en cas de faible rayonnement, décalage spectral compris, constitue un point faible du modèle de rendement de l'outil de simulation PVsyst. De telles différences pourraient être nettement contenues au-dessous des 4 %. La centrale solaire de référence de l'EKZ fournit des indications précieuses sur les conditions régionales et sur d'autres améliorations fondamentales de l'outil de planification photovoltaïque également en vue de l'analyse d'une baisse de rendement due à des effets d'ombrage locaux (effets produits par exemple par une rangée de panneaux orientée vers le sud). No

Referenzen

[1] F.P. Baumgartner et. al; Bulletin 7/2011.
[2] F.P. Baumgartner, J. Haller, EUPVSEC European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 2011 Hamburg, 2010 Valencia 2009 Hamburg; www.photovoltaicconference.com (siehe www.zhaw.ch/~bauf), siehe auch www.ekz.ch/solarlab.
[3] F. Carigiet, F.P. Baumgartner, J. Haller, M. Pezzotti, J. Sutterlüti, N. Allet, EUPVSEC 2013 in Paris, (Download unter www.zhaw.ch/~bauf).
[4] S. Ringbeck, J. Sutterlüti et. al, EUPVSEC 2012 Frankfurt; und Progress in Photovoltaics: Res.Appl. 2013; 21:1411–1428; http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.2383/abstract.
[5] MeteoSwiss IDAweb; http://www.meteoschweiz.admin.ch/web/en/services/data_portal/idaweb.html.
[6] PVGIS EU JRC, Webrechner für PV Planung http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis.
[7] Volker Quaschning et al.; Increased energy yield of 50 % at flat roof and field installations with optimized module structures; 2nd World Conference and Exhibition on PVSEC, Vienna 1998.

Angaben zu den Autoren

Prof. Dr. **Franz Baumgartner** ist Dozent für erneuerbare Energie der School of Engineering in Winterthur sowie Leiter der Fotovoltaikabteilung im Institut für Energie und Fluid Engineering (IEFE) der ZHAW.

ZHAW, 8400 Winterthur, bauf@zhaw.ch

Fabian Carigiet ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Fotovoltaikabteilung am Institut für Energie und Fluid Engineering (IEFE) der ZHAW.

ZHAW, 8400 Winterthur, Fabian.carigiet@zhaw.ch

Manuel Pezzotti ist Leiter Contracting Netzdienstleistungen und EKZ-Projektleiter für die EKZ-Referenzsolaranlage.

EKZ, 8002 Zürich, manuel.pezzotti@ekz.ch

Jörg Haller ist Leiter Öffentliche Beleuchtung bei den EKZ und verantwortlich für das mobile EKZ-Solarmesslabor.

EKZ, 8002 Zürich, joerg.haller@ekz.ch

Bruno Aeschbach ist Leiter Service Center bei den EKZ.

EKZ, 8002 Zürich, bruno.aeschbach@ekz.ch

Jürgen Sutterlüti ist Senior Manager Fotovoltaiksysteme bei TEL Solar.

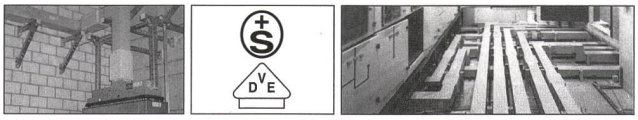
TEL Solar, 9744 Trübbach
juergen.sutterlueti@solar.tel.com

Nicolas Allet ist Fotovoltaik-Systemexperte bei TEL Solar.

TEL Solar, 9744 Trübbach, Nicolas.allet@solar.tel.com

Anzeige

... richten Sie Ihre
Fragen an:
www.technik-forum.ch
powered by electrosuisse



LANZ HE Stromschienen
400 A – 3200 A IP 68
1. geprüft auf Erdbebensicherheit SIA 261 Eurocode 8 (EMPA)
2. geprüft auf Schockwiderstand 1 bar Basisschutz (ACS Spiez)
3. geprüft auf Funktionserhalt im Brandfall 90 Minuten (Erwitte)
3-fach geprüft gibt Sicherheit in schwierig zu evakuierenden Gebäuden, in Anlagen mit grossem Personenverkehr, in Wohn-, Hotel- und Bürohochhäusern.
Sehr kurze Planungs-, Produktions- und Montagetermine. Preis günstig. Qualität top. Zuverlässig: LANZ nehmen.
•3xS8
lanz oensingen ag
CH-4702 Oensingen Südringstrasse 2
Telefon 062 388 21 21 Fax 062 388 24 24
www.lanz-oens.com info@lanz-oens.com