

Vertikale Solarfassaden

**SESTER, M.¹, P.P. ALTERMATT², H. HOLST², H. HUANG¹, H. SCHILKE³,
V. SCHÖBER⁴, G. SECKMEYER³, M. WINTER²**

Zusammenfassung: Mit der Transformation des Energiesystems auf regenerative Formen ist die dezentrale Nutzung der solaren Strahlungsenergie von herausragender Bedeutung. Eine systematische Erfassung der Potenziale für Solaranlagen ist mit der Betrachtung von Dachflächenkatastern begonnen worden. Im Beitrag wird eine Studie vorgestellt, auch weitere Flächen im urbanen Raum für die Anbringung von Solaranlagen zu untersuchen, speziell vertikale Fassadenstrukturen. Basis ist die Erfassung der Gebäudeoberflächen mit einem mobilen Laserscanner. Daraus werden 3D-Modelle extrahiert, für die der Solarertrag mittels Strahlenverfolgung berechnet wird. Darüber hinaus wurde die jahreszeitliche und tageszeitliche Variation des Solarertrags in Abhängigkeit von der Ausrichtung von PV Modulen untersucht. Die zurzeit durch die EEG favorisierte Südausrichtung von Solarzellen berücksichtigt nicht den tageszeitabhängigen Verbrauch elektrischer Energie. Bei einer bedarfsabhängigen Einspeisevergütung oder bei Eigenverbrauch würden auch nach Osten oder Westen ausgerichtete Zellen großer Neigung für Investoren interessant.

1 Motivation

In urbanen Räumen existiert ein großer Bedarf an Energie, insbesondere Strom für Licht und Antriebe sowie Wärme und Kälte zur Klimatisierung. Mit der Transformation des Energiesystems auf regenerative Formen ist die dezentrale Nutzung der solaren Strahlungsenergie von herausragender Bedeutung. Eine systematische Erfassung der Potenziale für Solaranlagen ist mit der Betrachtung von Dachflächenkatastern begonnen worden. Im Fokus stehen dabei die für einen hohen Jahresertrag geeigneten Südausrichtungen. Mit fallenden Kosten sowie zunehmender Beherrschung der Technologien und Materialien erhöhen sich auch die Möglichkeiten, scheinbar weniger attraktive Flächen zu nutzen. Daher besteht ein Bedarf danach, automatisierte und flächendeckend einsetzbare Verfahren zur Identifikation weiterer Nutzungsflächen zu entwickeln (JOCHEM et al. 2011, CATITA et al. 2014, VERTISOL-PROJEKT 2014).

Ein weiteres Problem der Nutzung solarer Strahlung ist, dass häufig bei der Planung von Solaranlagen ein Jahresertrag bei Strom und Wärme kalkuliert wird. Dies führt zur Installation von Anlagen, die auf die Maximierung des Jahresertrags ausgelegt sind. Sie orientieren sich dabei weder an den tages- und jahreszeitabhängigen Schwankungen des Ertrags noch an den zu erwartenden Verbräuchen. Um dieser Situation entgegen zu wirken, bedarf es leistungsfähiger Simulationswerkzeuge, die den zeitlichen Verlauf einer Solaranlage in einer Planungs- und

¹ Leibniz Universität Hannover, Institut für Kartographie und Geoinformatik (ikg), Appelstraße 9a, 30167 Hannover; E-Mail: [monika.sester, hai.huang]@ikg.uni-hannover.de

² Leibniz Universität Hannover, Institut für Festkörperphysik (FKP), Abt. Solarenergie, Appelstraße 2, 30167 Hannover;

³ Leibniz Universität Hannover, Institut für Meteorologie und Klimatologie (MUK), Herrenhäuser Straße 2, 30419 Hannover;

⁴ Leibniz Universität Hannover, Leibniz Forschungszentrum Energie 2050 (LiFE 2050), Welfengarten 1, 30167 Hannover; E-Mail: volker.schoeber@energie.uni-hannover.de

Monitoringphase über den Tages- und Jahresverlauf simulieren können. Darüber hinaus sind die Wechselwirkungen von direkter und diffuser Strahlung auf die Auswirkungen des Ertrags von Solaranlagen noch nicht ausreichend erforscht.

Drei Institute an der Leibniz Universität Hannover (LUH) haben im Rahmen einer Studie die Leistungsfähigkeit einer neuen Methodik erprobt und an Beispielen dargestellt. Darin wurde eine prinzipielle Vorgehensweise erarbeitet und untersucht, um potentielle Flächen für Solarelemente systematisch zu erfassen sowie den Solarertrag zu simulieren. Auf Basis dieser Simulation kann die Steigerung des Ertrags bedarfsgerecht geplant werden und notwendige Speicher und Netzerweiterungen frühzeitig erkannt werden.

Im Beitrag werden die einzelnen Komponenten der Methodik vorgestellt. Die verschiedenen Experimente werden präsentiert und die Solarpotentiale für verschiedene Gebäudetypen und Verschattungssituationen gezeigt.

2 Erfassung und Erzeugung von Gebäudemodellen mittels Mobile Mapping

Für die 3D-Modellierung von Gebäuden wurden in der Vergangenheit verschiedene Verfahren entwickelt. Die meisten basieren auf luftgestützten Erfassungssystemen (Bildraten oder Laserdaten). Laserscanning liefert direkt eine 3D-Punktwolke. Mittels Photogrammetrie können aus Bildern manuell Gebäudemodelle gemessen werden bzw. durch automatisches Bildmatching sehr dichte 3D-Punktwolken erzeugt werden. Damit liefern Laserscanner und moderne Bildverarbeitungsverfahren dichte 3D-Punktwolken, in denen sich Objekt der Landschaft abzeichnen. Gebäudemodelle werden in verschiedenen Detailstufen, sog. Level of Detail (LOD), erfasst, die von einfach (LOD1) bis detailliert (LOD3) reichen. LOD1-Gebäude werden i.d.R. aus Gebäudegrundrissen des Katasters in Verbindung mit den 3D-Oberflächenmodellen automatisch erzeugt. LOD2-Gebäude enthalten grobe Dachstrukturen, während LOD3-Modelle darüber hinaus noch Dachaufbauten enthalten. Solche Modelle liegen den in vielen Städten bereits verfügbaren Solarkatastern zugrunde (KLÄRLE 2011, KASSNER et al. 2008).

In diesem Beitrag sollen neben den Dächern noch weitere Gebäudeflächen bezüglich ihres Solarpotentials betrachtet werden, insbesondere Fassaden und Balkone. Erste Untersuchungen zur Nutzung von Fassaden werden in einer aktuellen Veröffentlichung diskutiert (CATITA et al. 2014). Allerdings werden hier keine detaillierten Fassadenstrukturen berücksichtigt, sondern lediglich angenommene Fassaden, die sich aus der Verlängerung der Dachflächen zum Erdboden hin ergeben. Diese Vereinfachung erfolgte, da die Fassadendetails i.d.R. mit den luftgestützten Verfahren nicht erfassbar sind. Daher wird im vorgeschlagenen Projekt ein Mobile Mapping System verwendet, welches 3D-Punktwolken von einem Fahrzeug aus erfasst. Aus diesen Daten lassen sich die gesuchten Gebäudeflächen ermitteln.

Mobile Mapping ermöglicht die flächendeckende Erfassung von Gebäuden bzw. Gebäudeteilen, die von der Straße aus sichtbar sind. Das Erfassungsfahrzeug fährt dabei im fließenden Verkehr mit, so dass sehr schnell große Gebiete erfasst werden können.

2.1 Erzeugung von 3D-Gebäudemodellen

In der Punktwolke müssen die relevanten Gebäudeteile erkannt und vermessen werden, um daraus ein Gebäudemodell zu erzeugen. Zur Modellierung existiert eine Reihe von Repräsentationsformen. Für das anschließende Raytracing-Verfahren (siehe Abschnitt 5) müssen die Modell als sog. CSG-Modelle (Constructive Solid Geometry) zur Verfügung stehen. Diese Modellierung beschreibt den Konstruktionsprozess ausgehend von elementaren Volumenkörpern durch Mengenoperationen: ein Fenster entsteht beispielsweise in einer Fassade, indem ein Fensterkörper von dem Gebäudekörper subtrahiert wird.

Eine solche Erfassung kann innerhalb von CAD-Programmen manuell durchgeführt werden; sie ist damit sehr zeitaufwändig. Daher müssen für eine flächendeckende Erfassung von Gebäudemodellen automatische Verfahren entwickelt und genutzt werden. Ähnlich den Verfahren, die für die Luftscan-Auswertung bestehen (BRENNER 2010), können auch hier modellbasierte oder statistisch basierte Verfahren eingesetzt werden (vgl. HUANG et al. 2013).

2.2 Ergebnisse der Modellierung

Für das Projekt wurden einige Gebäude ausgewählt und von Hand modelliert. Hierbei handelt es sich um Gebäude unterschiedlicher Komplexität und Größe. Insbesondere wurde ein größerer Wohnkomplex gewählt, der über Balkone verfügt. Balkone bieten die Option für ein flexibles Anbringen von Solarmodulen. Die folgende Abbildung zeigt die Punktwolke und das zugehörige CSG-Modell für das einfache Gebäude (Abbildung 2).

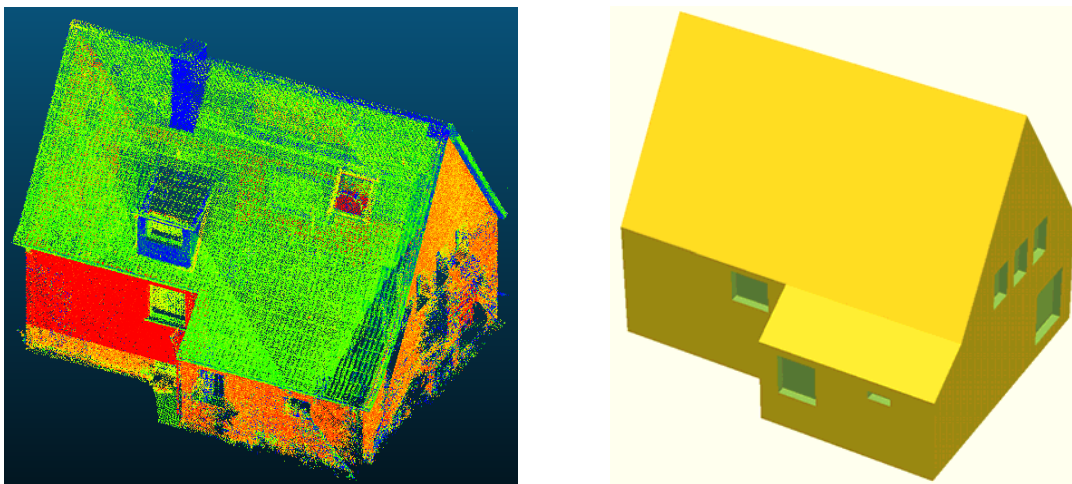


Abbildung 1: Einfaches Gebäude als Laserscan (links) und als CSG-Modell

3 Einfluss der Neigung von Solarmodulen auf den Ertrag

Bei der Untersuchung geeigneter Fassaden für die Installation von Photovoltaik Modulen spielt die Ausrichtung der Fassade eine große Rolle. Um dies näher zu untersuchen wurde eine Messreihe auf dem Dach des Instituts für Meteorologie in Hannover durchgeführt, in der der Solarertrag von 10 Solarzellen mit unterschiedlichen Ausrichtungen untersucht wurde. Hier wurde über ein Jahr für jede Minute die solar erzeugte Leistung bestimmt. Dabei wurden 8

Zellen in Südausrichtung mit den Neigungen 0 bis 70 Grad und jeweils 1 Zelle in Ost- bzw. Westausrichtung mit einer Neigung von 45 Grad verwendet. Die Leistung von geneigten Solarzellen kann auch mit in der Literatur beschriebenen und teilweise frei verfügbaren Modellen (INSEL (<http://www.insel.eu/>) und PVGIS (<http://www.photovoltaik.org>) abgeschätzt werden.

Für ein ganzes Jahr ergibt sich sowohl bei der Messung als auch bei den Modellen ein optimaler Neigungswinkel von 30 oder 40 Grad für nach Süden ausgerichtete Solarmodule (vgl. Abbildung 2, links). Solaranlagen mit dieser Ausrichtung erwirtschaften nach der derzeit gültigen Einspeisevergütung den höchsten Ertrag. Bei genauerer Betrachtung unterscheiden sich die Ergebnisse bei flacher und stärker als 40 Grad geneigten Zellen. Dabei ergab sich mit dem Modellpaket PVGIS eine deutliche bessere Übereinstimmung mit den gemessenen Werten als bei dem Modellpaket INSEL. Nach den Messungen produziert die Zelle mit dem geringsten Ertrag im Jahr nur 17% weniger als die Zelle mit dem höchsten Ertrag. Nach diesen Ergebnissen ist die Neigung der Zelle bei Südausrichtung für die Jahressumme daher fast irrelevant (BERINGER et al. 2011).

Die Ausrichtung nach Süden mit einer Neigung von 30-40 Grad weist jedoch folgende Nachteile auf:

- **Tagesverlauf:** Der Stromverbrauch folgt einem anderen zeitlichen Verlauf als die Produktion einer nach Süden ausgerichteten Solaranlage. Das Maximum der Stromerzeugung einer nach Süden ausgerichteten Zelle trifft um 11:30 Uhr auf ein lokales Minimum des Strombedarfes. Die Stromerzeugung einer Kombination aus nach Ost und nach West ausgerichteten Solarmodulen passt wesentlich besser zum Strombedarf (Abbildung 2, rechts). Im Sommer können die Solarmodule aufgrund der längeren Zeiten mit solarer Einstrahlung natürlich größere Zeiträume abdecken.

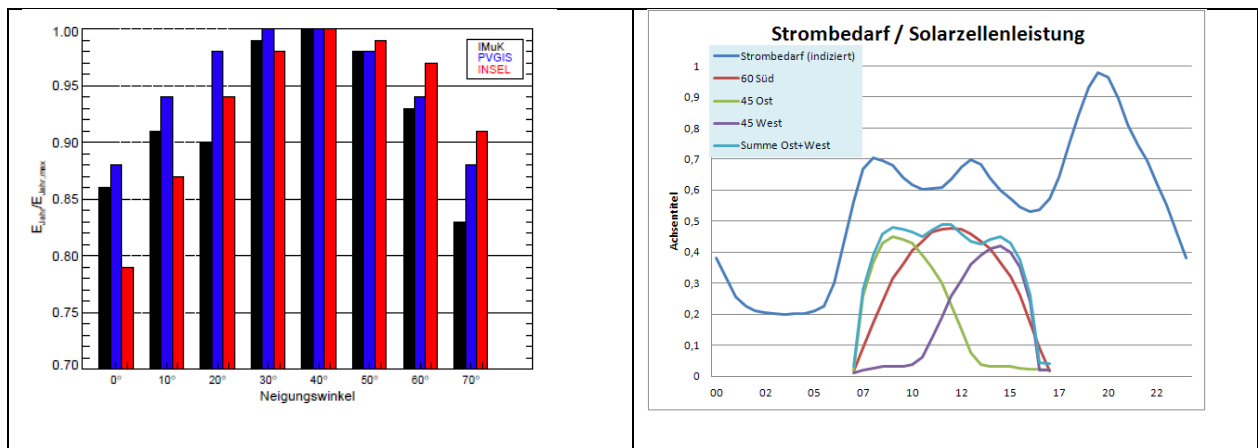


Abbildung 2: links: Vergleich der gemessenen Jahressumme der Energie mit den Modellen (RÖHRBEIN, 2013); rechts: Verlauf des Lastprofils (VDEW H0 Winter) und der Produktion von verschiedenen ausgerichteten Solarmodulen an einem klaren Herbsttag (16.10.2011).

- **Jahresverlauf:** Im Winter erreicht die Sonne einen geringeren Winkel über dem Horizont als im Sommer; ein Modul mit einer größeren Neigung wäre an sonnigen Tagen von Vorteil. Im Sommer ist die Stromausbeute bei einer Neigung von 20 Grad am Größten. Die Unterschiede sind jedoch relativ gering, die Zelle mit der geringsten

Energie erzeugt immer noch 70% des Maximums. Beide Modelle bewerten den Einfluss der Neigung geringer als gemessen. Im Winter produzieren die am stärksten geneigten Zellen die meiste Energie. Die Unterschiede zwischen den Zellen sind deutlich größer. Auch hier wird der Einfluss der Neigung durch die untersuchten Modelle unterbewertet.

- **Witterung:** Die Leistung von Solarmodulen ist sehr stark von der Witterung abhängig. Dabei produzieren bei bedecktem Himmel die flach geneigten Solarzellen mehr Strom als die stärker geneigten. Dieser Effekt ist im Winter am stärksten.

4 Einfluss direkter und indirekter Sonneneinstrahlung

Um den mittleren jährlichen Solarertrag auf den Häuserfassaden modellieren zu können, wurde zunächst das Sonnenlicht über einige Jahre gemittelt, und so eine über den ganzen Himmel verteilte Strahlungsquelle, die sogenannte „mittlere Jahressonne“, erzeugt. Als Grundlage für diese Strahlungsquelle dienen Strahlungsdaten aus sechs Jahren (1997, 1999, 2000, 2001, 2002 und 2004), die lückenlos am Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH) gemessen wurden. Als Messergebnisse wurden die Bestrahlungsstärke der *direkten* Sonnenstrahlung sowie die Bestrahlungsstärke der gesamten *indirekten (diffusen)* Strahlung, die von allen Himmelsrichtungen auf einen horizontal stehenden Detektor fällt, erfasst. Für diese Arbeit wurde zudem nur der Wellenlängenbereich von 300 bis 1200 nm gewählt, weil nur er für Siliziumsolarzellen relevant ist. Da der diffuse Anteil nicht richtungsaufgelöst gemessen wurde, wurde für die Richtungsabhängigkeit ein Modell für mittlere geographische Breitengrade (GUEYMARD 1987) gewählt. Da sowohl die direkte als auch die diffuse Strahlung nicht spektral gemessen wurden (d.h. nach Wellenlängen bzw. Regenbogenfarben aufgelöst), wurde das Sonnenspektrum mittels des *Smarts* Modells (GUEYMARD 1995, GUEYMARD 2005) berechnet. Dieses Modell wird in der Photovoltaik in der Regel angewandt. Das Ergebnis ist in Abbildung 3 dargestellt.

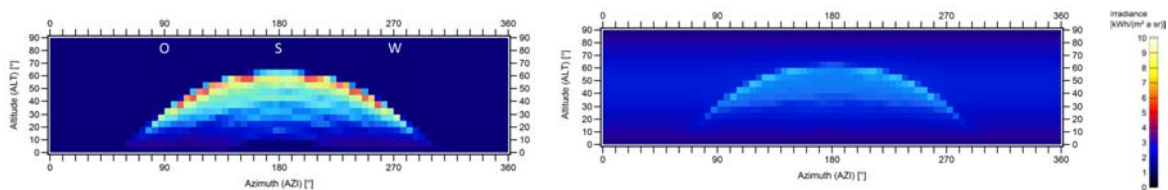


Abbildung 3: Verteilung der direkten (links) und der diffusen (rechts) Strahlung am Himmel; über 6 Jahre gemittelt.

Die direkte Strahlung ist auf die Himmelsrichtungen beschränkt, in der die Sonne im Laufe des Jahres stehen kann (FAIMAN & MILLS 1992). Im Sommer scheint sie am stärksten und am häufigsten und ihre Bahn ändert sich nur langsam; daher ergibt sich der rote Bogen in der Abbildung der direkten Strahlung. Im Winter scheint sie wenig, deshalb der blaue Bereich im Süden der Abbildung. Die diffuse Strahlung ist in der Nähe der Sonne am stärksten, vor allem an Tagen mit viel Himmelblau. Deshalb ist in der Abbildung der diffusen Strahlung ebenso die Sonnenbahn auszumachen. Abgesehen davon verteilt sich die diffuse Strahlung über ein Mittel von sechs Jahren einigermaßen homogen. Dies gilt vor allem deshalb, weil die Wolken, die das Sonnenlicht diffus reflektieren, über alle Himmelsteile vorbeiziehen.

Da keine richtungsabhängigen Messdaten der diffusen Strahlung zur Verfügung standen, und die Winkelabhängigkeit mit einem Modell aus der gesamten, gemessenen diffusen Strahlung berechnet wurde, hat diese im Projekt angenommene Lichtquelle einen approximativen Charakter. Aufgrund der Mittelung über sechs Jahre enthält sie keine jahreszeitlichen oder gar stündlichen Variationen. Es ist aber anzumerken, dass die Betreiber von Solarmodulen sehr daran interessiert sind, wie diese sich über 10 bis 20 Jahre amortisieren. Je länger die Sonnenstrahlung gemittelt wird, desto zuverlässiger wird sie. Diese Lichtquelle hat deshalb für ökonomisch interessierte Anwender von Solaranlagen eine hohe Aussagekraft, weil sie auf Messungen im 5-Minuten Takt über sechs Jahre hinweg ohne Unterbrechungen basieren.

5 Raytracing und Ermittlung des Solarpotentials

Am ISFH wurde ein Strahlungsverfolgungsprogramm (Raytracer) entwickelt, bei dem sowohl die Lichtquellen, die Geometrien, als auch die Detektoren frei definiert werden können. Im Raytracer werden die Oberflächen der Gebäude trianguliert und in diesen Dreiecken werden die Detektoren simuliert. Diese zählen die Photonen (Lichtquanten), deren Energie (Wellenlänge bzw. Farbe) und ermitteln ihre Richtung. Nicht alle Photonen werden von den handelsüblichen Silizium-Solarzellen in elektrische Energie umgewandelt, beispielsweise werden sie an der Zelle reflektiert oder werden im Innern der Solarzelle in Wärme gewandelt und gehen somit für die Stromerzeugung verloren. Die Wahrscheinlichkeit, mit der ein Photon elektrischen Strom erzeugt (Quanteneffizienz), ist in Abbildung 4 in Abhängigkeit von der Wellenlänge des Lichts im Vergleich zum Sonnenspektrum dargestellt.

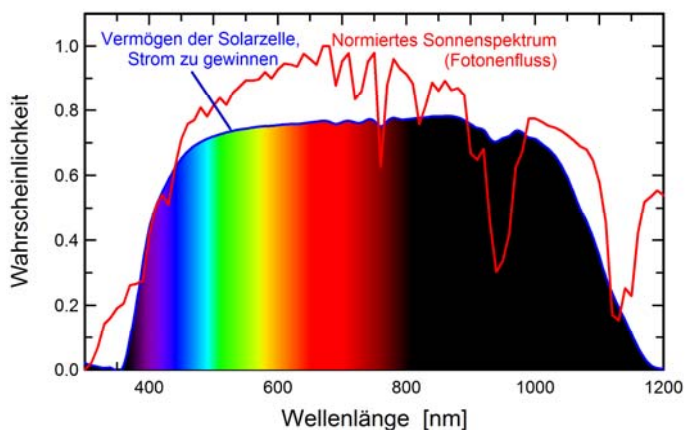


Abbildung 4: Blaue Linie: Wahrscheinlichkeit (Quanteneffizienz), mit der ein Photon in Abhängigkeit der Wellenlänge elektrischen Strom erzeugt. Rote Linie: Das normierte Sonnenspektrum (Photonenfluss).

Auffallend ist, dass im infraroten Bereich des Sonnenspektrums die Wahrscheinlichkeit für Stromgewinn sehr hoch ist, und in diesem Bereich auch viele Photonen auf die Solarzelle kommen. Silizium Solarzellen sind also nicht nach dem blauen Licht optimiert, sondern nach dem roten bis infraroten Bereich.

Normalerweise werden Photonen in einem Raytracer auch dann weiter verfolgt, wenn sie z.B. an einer Häuserwand reflektieren und erst dann auf Solarmodulen im Nachbarhaus treffen, was zur

sogenannten Sekundärstrahlung bzw. Tertiärstrahlung führt. Die Reflexionsspektren von Wänden, Dächern, Straßen usw. sind gut bekannt und können prinzipiell an die entsprechenden Oberflächen der Geometrien „angeheftet“ werden. Dies wurde in den vorliegenden Untersuchungen allerdings nicht berücksichtigt. Zusammenfassend ist der prinzipielle Vorteil des Raytracers, dass Verschattung und Mehrwegeeffekte automatisch berücksichtigt werden, da sie aus den bekannten Geometrien und der Lichtquelle resultieren.

6 Berechnung und Evaluation von Beispielen

Im Folgenden wird dargestellt, welche Potentiale sich für die Beispielgebäude ergeben. Weiterhin wird präsentiert, wie sich Verschattungen auswirken – sowohl durch Objekte am Gebäude selbst (etwa ein Balkon oder Vorsprünge) aber auch durch andere Objekte wie Nachbargebäude oder Bäume.

Wie im Solaratlas der Stadt Hannover (SOLARATLAS HANNOVER, 2014) dargestellt, tritt in Hannover eine Globalstrahlung von 1002 kWh pro m² und Jahr auf. Ein Solarmodul welches im optimalen Winkel und nach Süden ausgerichtet ist, liefert mit unserer Lichtquelle knapp 200 kWh/m² elektrische Energie im Jahr. Die jährliche Variation beträgt für Siliziumsolarzellen etwa 20%. Der Jahresertrag für das einfache Gebäude aus verschiedenen Himmelsrichtungen ist in Abbildung 5 dargestellt. Da das Hausdach recht steil und nicht direkt nach Süden ausgerichtet ist, beträgt in Südrichtung der errechnete Jahresertrag etwa 140 kWh/m²Jahr, an der Fassade zwischen 90 und 100 kWh/m²Jahr. Eine Ausnahme ist eine Ecke des Anbaus, in der die Abschattung durch die eigene Geometrie den Solarertrag zusätzlich verkleinert.

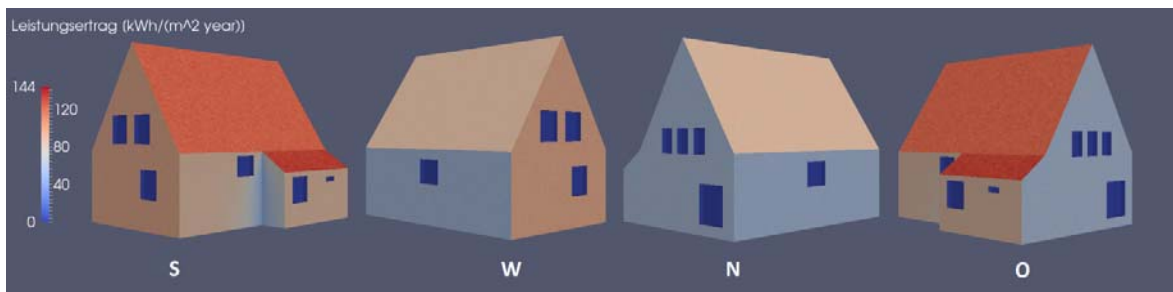


Abbildung 5: Durchschnittlicher Jahresertrag von Silizium-Solarzellen auf einem freistehenden Haus in der Region, von allen Himmelsrichtungen her gesehen.

In den weiteren Darstellungen in Abbildung 5 kann entnommen werden, in welchem Ausmaß der Solarertrag sinkt wenn die Solarmodule an Wände montiert werden, die nicht nach Süden ausgerichtet sind. Bei diesem Haus fällt 60% des Jahresertrags auf das Dach, 40% auf die Fassade.

Es sei aber angemerkt, dass es prinzipiell durchaus Sinn macht, Solarmodule auch nach Westen oder Osten auszurichten, weil dann die Stromerzeugung breiter über den Tag verteilt wird.

Abbildung 6 zeigt, wie sich der Schatten anderer Objekte (Gebäude, Bäume) auf den Solarertrag auswirkt. Da das Nachbarhaus im Südosten steht, macht sich der Schatten nur in den frühen Morgenstunden bemerkbar und mindert damit den Solarertrag nur mäßig.

Ein Baum ist prinzipiell nicht vollständig undurchdringlich für Strahlen wie hier angenommen. Insbesondere im Winter weist ein Baum häufig eine hohe Durchlässigkeit auf. Doch sind die meisten Solarmodule so gebaut, dass die Abschattung einer einzigen Solarzelle bereits zum Ausfall einer ganzen Reihe von Solarzellen im Modul führt (d.h. da es gewöhnlich sechs Reihen sind, zu 1/6 der Solarmodule). Dadurch führt auch ein blattloser Baum im Winter zu merkbaren Verlusten, die mit einem vollständig undurchsichtigen Baum gut approximiert werden können.

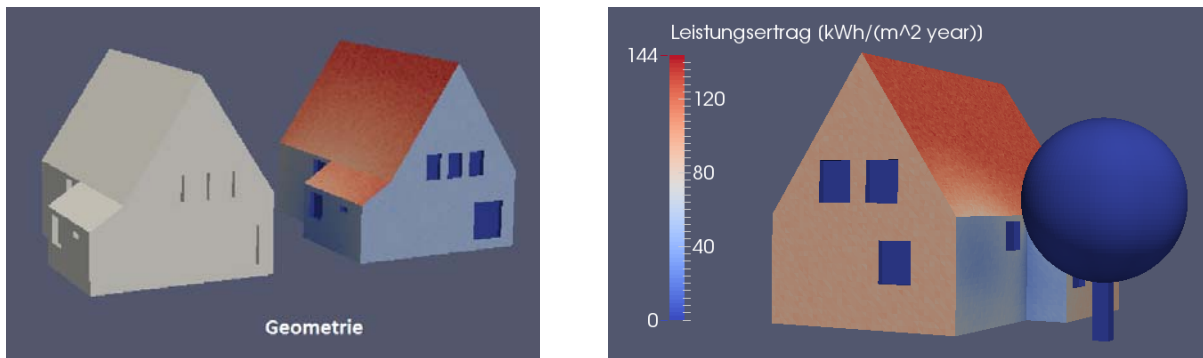


Abbildung 6: Haus mit Abschattung eines Hauses mit gleicher Geometrie (links) bzw. Baum (rechts)

Schließlich zeigt Abbildung 7 den Jahresertrag auf einem großen Gebäudekomplex. Hier entstehen Verschattungen insbesondere durch die Balkone. Andererseits stellen die Balkone auch gute Möglichkeiten für das Anbringen eines Solarmoduls dar.

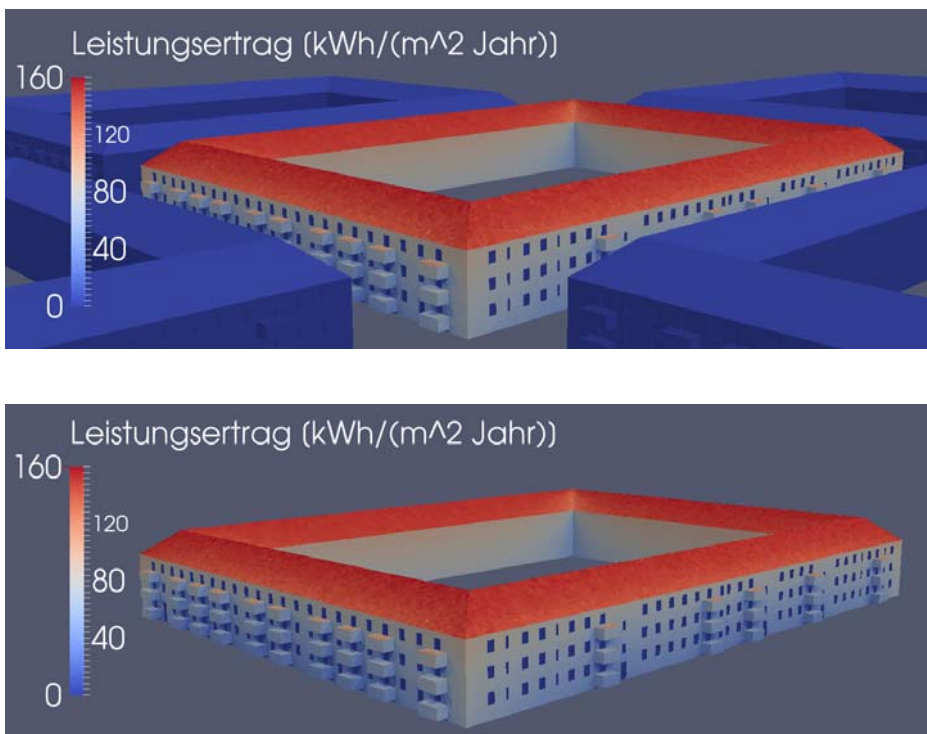


Abbildung 7: Durchschnittlicher Jahresertrag von Silizium-Solarzellen auf ein Quartier in der Stadt (Südansicht) mit den Nachbarhäusern (oben) sowie mit Nachbarhäusern aber volle Ansicht (unten).

Da in der Stadt die Straßen recht eng gebaut sind, macht sich Abschattung durch die Nachbarhäuser stark bemerkbar, vor allem in den unteren Etagen. Während zum Beispiel der Solarertrag in der obersten Etage noch etwa 90 kWh/m²Jahr beträgt, ist er in der untersten Etage auf etwa 30 kWh/m²Jahr vermindert, also auf etwa 1/3.

Zum Schluss sei angemerkt, dass diese gerechneten Werte den in der Realität zu erwartenden Jahresertrag darstellen. Die zusätzlichen Verluste des Wechselrichters, der den Gleichstrom der Solarmodule in Wechselstrom umsetzt, sind also bereits berücksichtigt, wie auch optische Verluste (durch die Reflexion am Modul) usw. Auch wird in diesen Berechnungen die bei Sonnenschein durchschnittlich herrschende Temperatur verwendet.

7 Fazit und Ausblick auf weitere Arbeiten

7.1 Datenerfassung mittels Mobile Mapping

Mittels Mobile Mapping können sehr detaillierte Punktwolken von Objekten im Umfeld der Straße erfasst werden (± 500 m). Bei der manuellen Modellierung wurden im Rahmen des Projekts lediglich die wesentlichen Gebäudeteile modelliert, d.h. es wurde bewusst auf Details verzichtet (wie Dachaufbauten, Fenstersimse, etc.). Für das primäre Ziel – den Beleg der Machbarkeit und der exemplarischen Realisierung der Prozesskette – war dies unerheblich. Für weitere Arbeiten sollen aber auch Details modelliert werden um insbesondere ihren Einfluss auf das Solarpotential zu bestimmen. Folgende weiteren Arbeiten sind weiterhin erforderlich:

- Automation in der Erstellung der Gebäudemodelle aus den Punktwolken: nur so ist eine flächendeckende Bereitstellung der Gebäudemodelle für größere Gebiete (Städte, Regionen) wirtschaftlich möglich.
- In diesem Zuge sollte auch die Semantik der Gebäude bzw. Gebäudeteile bestimmt werden. In der derzeitigen Repräsentation werden lediglich „Flächen“ erzeugt, die allerdings keine Bedeutung kennen (z.B. Fassade, Dach). Liegt die Semantik vor, kann flächendeckend analysiert werden, welche Flächen eines bestimmten Typs (z.B. Fassaden, Balkone) zur Verfügung stehen. Weiterhin soll untersucht werden, ob es möglich ist, Materialeigenschaften zu bestimmen, um somit weiter die Eignung für die Anbringung von Modulen zu beurteilen.

7.2 Einfluss der Neigung von Solarmodulen auf den Ertrag

Die zurzeit durch die EEG favorisierte Südausrichtung von Solarzellen berücksichtigt nicht den tageszeitabhängigen Verbrauch elektrischer Energie. Bei einer bedarfsabhängigen Einspeisevergütung oder bei Eigenverbrauch würden auch nach Osten oder Westen ausgerichtete Zellen großer Neigung für Investoren interessant. Auch wird durch horizontal installierte Solarmodule an bedeckten Tagen mehr Strom als mit geneigten Solarmodulen erzeugt. Dies ist für den Eigenverbrauch eine wichtige Eigenschaft, da der Stromertrag stärker auf das Jahr verteilt wird, und extreme aber kurzzeitige Erträge vermieden werden.

Für die Untersuchungen standen keine Messreihen für senkrecht angeordnete Solarzellen zur Verfügung. Eine umfassendere Untersuchung mit senkrechten Zellen in verschiedener Ausrichtung sollte daher durchgeführt werden. Die bisherige Messung mit einzelnen Solarmodulen ist nicht geeignet, alle in der Praxis auftretenden Fälle zu erfassen. Nur durch

Berücksichtigung von vielen Himmelsrichtungen, z.B. durch eine Vermessung der spektralen Strahldichte in Abhängigkeit von Einfallswinkel und Azimutwinkel kann das Potential für senkrechte Fassaden besser erfasst werden. (RIECHELMANN et al. 2013). Insbesondere im urbanen Umfeld muss davon ausgegangen werden, dass eine Solarzelle nicht aus dem gesamten Halbraum Strahlung empfangen kann. Hinzu kommt, dass bei teilweiser Verschattung (auch der Himmelsstrahlung) in einem Stromkreis immer nur das schwächste Einzelmodul den Stromertrag des gesamten Moduls bestimmt. Dann ist die Kenntnis, aus welcher Richtung welcher Anteil solarer Strahlung die Zelle erreicht, von Bedeutung. Durch eine Kombination aus Strahldichtemessung und einem Verschattungsmodell, inklusive Raytracing, ließe sich eine genauere Ertragsprognose erstellen.

7.3 Raytracing Simulation

In den Untersuchungen zeigte sich, dass mittels Raytracing der solare Jahresertrag einer ganzen Stadt aufgrund des hohen Automationspotentials prinzipiell berechnet werden kann. Der Raytracer kann sowohl den Ertrag für Solarzellen als auch für solarthermische Anlagen gleichzeitig berechnen. Beim Raytracing wird automatisch berücksichtigt, dass der Sonnenstand innerhalb des Tages und durch die Jahreszeiten wechselt. Im gegenwärtigen Solaratlas von Hannover ist ein fixer Sonnenstand von 15 Grad über dem Horizont angenommen. Man beachte, dass damit eine Verschattung durch Nachbarobjekte nicht erfassbar wäre. Solche Verschattungen haben in Stadtgebieten einen merkbaren Einfluss auf den Gesamtertrag, auch im Dachflächenbereich.

Mit dem Raytracer können prinzipiell auch Tagesverläufe simuliert werden, mit Berücksichtigung des Temperaturverlaufs, was hier allerdings nicht durchgeführt wurde. Die Ermittlung des Temperaturverlaufs, insbesondere in fassadenintegrierten Systemen, ist Gegenstand weiterer Projekte.

In weiterführenden Untersuchungen sollen auch ökonomische Aspekte mit einbezogen werden, wie zum Beispiel die Erzeugung von Solarstrom zu Tageszeiten, in denen der Strom teurer als in der Mittagszeit ist.

8 Dank

Die Studie entstand im Rahmen des Projekts Masterplan 100% für den Klimaschutz, Stadt und Region Hannover.

9 Literaturverzeichnis

- BERINGER, S., SCHILKE, H., LOHSE, I. & SECKMEYER, G., 2011: Case study showing that the tilt angle of photovoltaic plants is nearly irrelevant. *Solar Energy* **85**, S. 470-476, doi:10.1016/j.solener.2010.12.014.
- BRENNER, C., 2010: Building Extraction. *Airborne and Terrestrial Laser Scanning*. George Vosselman, G., Maas, H.-G. (ed.), Whittles Publishing, 2010.
- CATITA, C., REDWEIK, P., PEREIRA, J. & BRITO, M. C., 2014: Extending solar potential analysis in buildings to vertical facades. *Computers & Geosciences* **66**, May, S. 1-12.

- FAIMAN, D. & MILLS, R., 1992: Orientation of stationary axial collectors. *Solar Energy* **49**, S. 257-261.
- GUEYMARD, C.A., 1987: An isotropic irradiance model for tilted surfaces and its comparison with selected engineering algorithms. *Solar Energy* **38**, S. 367-386.
- GUEYMARD, C.A., 1995: SMARTS2, A Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine: Algorithms and performance assessment. FSEC-PF-270-95, Florida Solar Energy Center, December.
- GUEYMARD, C.A., 2005: Interdisciplinary applications of a versatile spectral solar irradiance model: A review, *Energy* **30**, S. 1551-1576.
- HUANG, H., BRENNER, C. & SESTER, M., 2013: A generative statistical approach to automatic 3D building roof reconstruction from laser scanning data. *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing* **79**, S. 29-43.
- JOCHEM, A., HÖFLE, B. & RUTZINGER, M., 2011: Extraction of Vertical Walls from Mobile Laser Scanning Data for Solar Potential Assessment. *Remote Sensing* **3**, S. 650-667.
- KASSNER, R., KOPPE, W., SCHÜTTENBERG, T. & BARETH, G., 2008: Analysis of the solar potential of roofs by using official lidar data. *International Archives of Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences* **37**(B4), S. 399-403.
- KLÄRLE, M., 2011: Ein Solarkataster mit SUN-AREA - Potenzialanalyse. *Erneuerbare Energien Zeitschrift*, Online Fachaufsatz, 29.07.2011.
- RIEHELDMANN, S., SCHREMPF, M. & SECKMEYER, G., 2013: Simultaneous measurement of spectral sky radiance by a non-scanning multidirectional spectroradiometer (MUDIS). *Measurement Science and Technology* **24**, 125501, <http://dx.doi.org/10.1088/0957-0233/24/12/125501>, 2013
- RÖHRBEIN, D., 2013: Untersuchung des Ertrags von Solarzellen bei unterschiedlichen Neigungswinkeln. Masterarbeit IMuK Hannover.
- VERTISOL-PROJEKT, 2014: <http://www.laserdata.at/dienstleistungen/solarpotential.jsp>, Zugriff 6.11.2014.
- SOLARATLAS HANNOVER, 2014: <http://www.hannover.de/Leben-in-der-Region-Hannover/Umwelt/Klimaschutz-Energie/Akteure-und-Netzwerke/Klima-Allianz-Hannover/Aktiv-f%C3%BCr-den-Klimaschutz-Solaratlas/Daten-und-Berechnungsgrundlagen>