

LOHNEN SICH SOLARTRACKER?

MEHRERTRAG 2-ACHSIG NACHGEFÜHRTER PV-ANLAGEN IM NORDEN



Bild 1: Labor für Solartechnik der FH Lübeck mit dem Solartracker im Vordergrund

Solaranlagen, die der Sonne nachgeführt werden, liefern höhere Erträge, sind aber in der Investition teurer. Da die Nachführung bei bewölktem Himmel keinen positiven Effekt hat, hängt der Mehrertrag von den lokalen Wetterbedingungen ab. In dieser Arbeit wird der Mehrertrag eines Solartrackers in Norddeutschland mit Hilfe lokal gemessener Strahlungsdaten für die Jahre 2001 bis 2010 ermittelt.

Problem

Die Einstrahlung auf ein Solarmodul ist deutlich höher, wenn es der Sonnenbewegung nachgeführt wird. Ein derartiger „Solartracker“ [1] ist in Bild 1 zu sehen. Der Kopf des Trackers ist um die senkrechte und die horizontale Achse drehbar. Ein Mikroprozessor berechnet die Position der Sonne und steuert die Stellmotoren so, dass die direkte Strahlung aus Richtung der Sonne immer senkrecht auftrifft. Ein Solartracker ist deutlich aufwändiger als eine fest montierte Anlage. Deshalb ist der voraussichtliche Mehrertrag der Anlage für die Investitionsentscheidung wichtig.

Dieser Mehrertrag hängt aber vom Wetter ab. Bei gleichmäßig bewölktem Himmel, wenn die Sonne nicht zu sehen ist, bringt die Nachführung keinen Vorteil. In diesem Fall empfängt eine horizontale Empfängerfläche die diffuse Strahlung aus der gesamten Himmelskugel und liefert einen höheren Ertrag als die nachgeführte Fläche. Zur ex-

akten Bestimmung des Mehrertrages der Einstrahlung müsste man nebeneinander die Einstrahlung auf eine nachgeführte und auf eine feste Anlage über 10 Jahre messen. Erst dann hätte man eine verlässliche Aussage, die von Wetterschwankungen unabhängig ist und für die Region gilt, in der die Messung vorgenommen wurde. Ein derartiger Aufwand vor der Markteinführung eines Solartrackers ist für eine Firma nicht möglich. Deshalb ist eine theoretische Prognose des Mehrertrages für eine Nachführanlage von großer wirtschaftlicher Bedeutung. In dieser Arbeit wird gezeigt, dass mit Hilfe von lokal gemessenen und zeitlich hoch aufgelösten Strahlungsmessungen Aussagen gemacht werden können, die deutlich verlässlicher sind als die Ergebnisse der handelsüblichen Simulationsprogramme.

Simulationsprogramme

Mit einigen Simulationsprogrammen (z.B. „Meteonorm“ [2]) kann die Einstrahlung auf eine nachgeführte Fläche abgeschätzt werden. Das Prinzip soll hier kurz angedeutet werden, um die Grenzen dieses Verfahrens zu verdeutlichen. Die Datenbibliothek dieser Programme enthält in der Regel 10-Jahres-Mittelwerte der monatlichen Einstrahlung auf die horizontale Fläche, die von Wetterstationen gemessen wurden, also 12 Werte pro Station! Nun soll für einen Ort die mittlere Einstrahlung auf eine geneigte Fläche bestimmt werden. Dazu werden folgende Rechenschritte durchgeführt.

- Die mittlere Monateinstrahlung für diesen Ort wird als Mittelwert der Messwerte der umliegenden Wetterstationen ermittelt. Die Stationen liegen in Deutschland oft ca. 100 km auseinander. (Mit Hilfe von Satellitenmessungen kann dieser Schritt verbessert werden.)
- Aus jedem Monatswert werden mit einem statistischen Verfahren ca. 31×12 Stundenwerte der Globalstrahlung auf die Horizontalebene „generiert“. Diese Stundenwerte sollen den Gang der Sonne und typische Wetterschwankungen widerspiegeln.
- Jeder Stundenwert der Globalstrahlung wird nach einem theoretischen Modell aufgeteilt in direkte Strahlung aus Richtung der Sonne und diffuse Strahlung aus allen Himmelsrichtungen.
- Für jede Stunde werden diese beiden Strahlungsanteile entsprechend der Position der Sonne auf die geneigte Ebene umgerechnet und dann addiert.
- Die Stundenwerte werden für jeden Monat summiert und so erhält man die mittlere monatliche Einstrahlung auf die geneigte oder nachgeführte Fläche.

Dieses Rechenverfahren generiert also aus den 12 Monatsmittelwerten der Wetterstationen ca. $12 \text{ (Monate)} \times 31 \text{ (Tage)} \times 12 \text{ (Stunden)} = 4.464$ Stundenwerte im Jahr für die direkte Einstrahlung und noch einmal ebenso viele Werte für die diffuse Einstrahlung auf die Horizontalebene, die einzeln umgerechnet und dann wieder aufsummiert werden. Besonders problematisch ist die Aufteilung in direkte und diffuse Strahlung. Die zahlreichen Rechenschritte lassen eine Ungenauigkeit erwarten, die unten in Bild 5 durch den Vergleich der simulierten Einstrahlung (Kurve „Meteonorm“) mit den Messwerten gezeigt wird. Wenn allerdings keine lokalen Messwerte vorliegen, kann mit den Simulationsprogrammen eine nützliche erste Abschätzung durchgeführt werden.

Strahlungsmessung in Lübeck

Die Messstation befindet sich auf dem Dach des Labors für Solartechnik der



Bild 2: Messgeräte für die Globalstrahlung auf die Horizontalebene (links) und Direktstrahlungssensor (rechts) auf dem Giebel des Solarhauses



Bild 3: Sensor für die Messung der direkten Sonnenstrahlung auf dem Giebel des Solarhauses



Bild 4: Messgeräte auf dem Anbau des Solarhauses für die Globalstrahlung auf die 30°, 60° und 90° Ebene (Südrichtung)

Fachhochschule Lübeck in freier Lage am Südrand der Stadt (Bild 1). Auf dem Dachgiebel (Bild 2) misst ein Pyranometer die Globalstrahlung auf die Horizontalebene. Daneben (Bild 2 und 3) befindet sich der Direktstrahlungssensor. Es handelt es sich um ein wartungsfreies Gerät, das die Strahlungsstärke der Umgebung durch eine rotierende Schlitzblende kontinuierlich abtastet. Es gibt die Intensität der Direktstrahlung bezogen auf eine Fläche senkrecht zur Sonnenstrahlung an.

Weitere Messgeräte sind auf dem Dach des Anbaus aufgestellt: Ein Pyranometer (30° Südrichtung) und zwei Pyranometer für die Globalstrahlung auf die 60°-Ebene (Süd) und 90°-Ebene (Süd). Der Solartracker (Bild 1) ist ebenfalls mit einem Pyranometer versehen, das die Globalstrahlung auf die 2-achsig nachgeführte

Ebene registriert. Jedes Messgerät liefert eine Spannung, die der Einstrahlung proportional ist. Alle zwei Sekunden werden die Spannungen von einem Computer gemessen, der daraus 5-Minuten-Mittelwerte berechnet und abgespeichert. In einer Datenbank sind diese Messwerte seit 2001 verfügbar.

Wie wird die Einstrahlung auf eine geneigte oder nachgeführte Fläche berechnet?

Die stündlichen Messwerte der Einstrahlung werden mit dem sogenannten „HDKR-Modell“ [3] auf geneigte Flächen umgerechnet, das hier kurz angedeutet werden soll. Für jede Stunde wird der Einfallswinkel der Sonnenstrahlung auf die Horizontalebene und auf die zu untersuchende geneigte Fläche berechnet.

Die gemessene Globalstrahlung auf die Horizontalebene wird um die direkte Sonnenstrahlung auf die Horizontalebene reduziert und man erhält die diffuse Strahlung. Diese wird aufgeteilt in drei Anteile:

1. zirkumsolare Strahlung aus Richtung der Sonne,
2. isotrope Strahlung, die gleichmäßig aus der gesamten Himmels-halbkugel kommt,
3. Horizontstrahlung aus dem Teil des Himmels kurz über dem Horizont.

Die direkte Strahlung und die zirkumsolare Strahlung werden addiert und bei bekanntem Einfallswinkel der Strahlung wird die Einstrahlung auf die geneigte Fläche berechnet. Der Einfluss der isotropen diffusen Strahlung, der Horizontstrahlung und der vom Erdboden reflektierten Strahlung hängt vom Neigungswinkel der Fläche ab. Die Summe dieser Anteile ergibt die Einstrahlung auf die geneigte Fläche.

Wie genau ist die Berechnung der Einstrahlung?

Zur Kontrolle der Berechnung mit dem HDKR-Modell wurden die stündlich gemessenen Einstrahlungswerte (Globalstrahlung horizontal und direkte Einstrahlung) für die Jahre 2001 bis 2010 auf folgende Ebenen umgerechnet: 30° (Süd), 60° (Süd), 90° (Süd und West), 2-achsig nachgeführter Solartracker. Die Ergebnisse wurden mit den stündlichen Messwerten der Globalstrahlung auf diese Ebenen verglichen. Die Messwerte der stündlichen Einstrahlung und die Rechenergebnisse zeigten Übereinstimmung auch bei Wetterschwankungen.

Für das Jahr 2002 wurde diese Kontrollrechnung auch mit 5-Minuten-Messwerten durchgeführt. Dazu wurden ca. 100.000 Einstrahlungswerte auf die

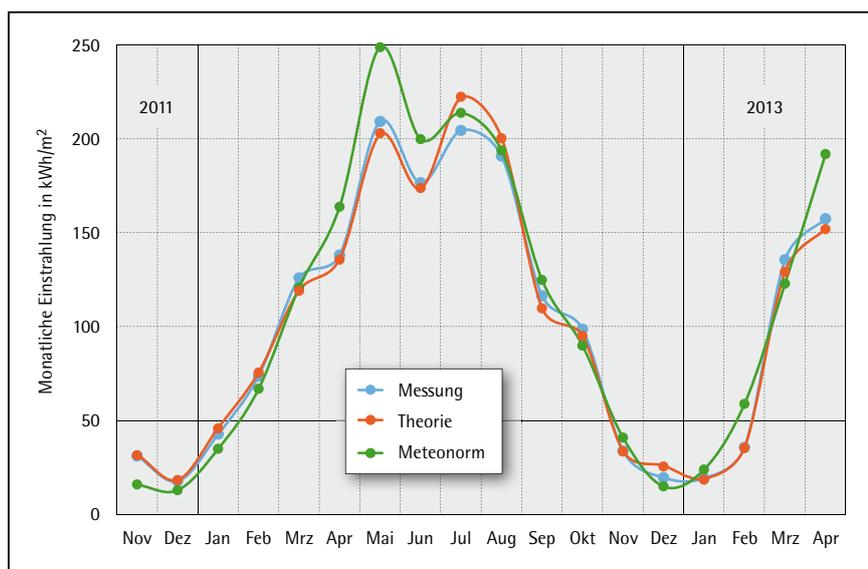


Bild 5: Vergleich der monatlichen Globalstrahlungswerte auf den Tracker

Messung: Auf dem Tracker gemessene Globalstrahlung

Theorie: Aus den Lübecker stündlichen Strahlungsdaten mit dem HDKR-Modell berechnet

Meteonorm: Aus monatlichen Einstrahlungsdaten der benachbarten Wetterstationen berechnet Zeitraum: Nov. 2011 bis April 2013

Abweichung zwischen Theorie und Messung: $mbe = -0,02 \text{ kWh/m}^2$ und $rmse = 6,2 \text{ kWh/m}^2$ bei einem Monatsmittelwert von 130 kWh/m^2

Abweichungen zwischen Meteonorm und der Messung: $mbe = 6,3 \text{ kWh/m}^2$ und $rmse = 17,3 \text{ kWh/m}^2$

60°-Ebene umgerechnet und mit ebenso vielen Messwerten verglichen. Die Genauigkeit der berechneten Monateinstrahlungen wurde nicht besser, so dass sich der Aufwand in diesem Zusammenhang nicht lohnt. Zur besseren Übersicht über den gesamten Zeitraum der Untersuchung wurden die Stundenwerte monatlich aufsummiert. Die Übereinstimmung zwischen Rechnung und Messung ist für all die Jahre und die anderen untersuchten Ebenen (30° Süd, 90° Süd) gleich gut.

In dieser Arbeit ist die Genauigkeit der Berechnung der Einstrahlung auf den Solartracker besonders wichtig. Seit Ende 2011 wird die Einstrahlung auf den Solartracker gemessen und in Bild 5 sind die Monatswerte der gemessenen und der berechneten Einstrahlung („Theorie“) aufgetragen. Die Übereinstimmung zwischen Messung und Rechnung ist gut.

Für die Monate November 2011 bis April 2013 wurde außerdem mit dem Simulationsprogramm Meteonorm die Einstrahlung auf den Tracker berechnet. Dieses Programm kann über das Internet die Einstrahlungsdaten der benachbarten Wetterstationen für genau diese Monate herunterladen und führt dann die oben dargestellten Berechnungsschritte aus und berechnet die monatliche Einstrahlung auf den Solartracker am Standort Lübeck (Kurve „Meteonorm“ in Bild 5). Es sind deutliche Abweichungen von den gemessenen Einstrahlungen zu erkennen.

Durch diesen umfangreichen Vergleich zwischen berechneten und gemessenen Einstrahlungen auf verschiedene Flächen

wurde gezeigt, dass die hier beschriebene Methode ein zuverlässiges Werkzeug darstellt und deutlich bessere Ergebnisse liefert als die Simulationsprogramme, deren Datenbasis nur Monatsmittelwerte der Globalstrahlung enthält.

10-Jahres-Mittelwerte der Einstrahlung auf den Tracker

Bei der Planung einer Anlage sind die 10-Jahres-Mittelwerte der monatlichen Einstrahlung besonders interessant. Für alle Stunden der Jahre 2001 bis 2010 wurde aus den stündlichen Messwerten der Globalstrahlung auf die Horizontalebene und der direkten Einstrahlung die Globalstrahlung auf eine fest orientierte Fläche (30° Neigung in Südrichtung) und eine 2-achsige nachgeführte Fläche berechnet. Aus diesen ca. 7.400 Stundenwerten pro Ebene und Monat werden dann jeweils die Monateinstrahlungen berechnet und daraus die 10-Jahres-Mittelwerte der monatlichen Einstrahlung. In der ersten Spalte der Tabelle 1 sind die Einstrahlungen für die um 30° geneigte Ebene in Lübeck angegeben. Diese Orientierung liefert in Norddeutschland den höchsten Jahresertrag [5]. In Spalte 3 sind die monatlichen Einstrahlungen auf den Tracker aufgelistet. In Spalte 4 und 5 die monatlichen Mehrerträge des Trackers in Absolutwerten und Prozenten.

Ergebnis: Der Mehrertrag einer 2-achsigen nachgeführten Fläche im Vergleich zu einer fest montierten Fläche (30° Süd) in Lübeck beträgt also im 10-Jahresmittel 26 %.

Ist die Horizontalposition bei bedecktem Himmel besser?

Bei bedecktem Himmel ist die direkte Strahlung schwach und der Tracker empfängt aufgrund der geneigten Position nur diffuse Strahlung aus einem Teil der Himmelshalbkugel. In dieser Situation werden manche Trackersysteme in die Horizontalposition gefahren, um auf diese Weise die Einstrahlung zu steigern. Im folgenden Abschnitt wird untersucht, wie oft dann zwischen der astronomisch berechneten Position des Trackers (Ausrichtung zur Sonne) und der Horizontalposition gewechselt wird, wie viele Stunden sich der Tracker in Horizontalposition befindet und wie groß der Energiegewinn ist.

Zur beispielhaften Abschätzung des theoretisch maximalen Mehrertrags ΔE wird für jede Stunde des Jahres 2002 geprüft, ob die Globalstrahlung auf die Horizontalebene größer ist als die Globalstrahlung auf den astronomisch nachgeführten Tracker. Wenn das der Fall ist, wird angenommen, dass die Regelung das mit Hilfe eines Sensors sofort bemerkt und den Tracker in die Horizontalposition fährt. Bei der Berechnung des Ertrages wird dann für diese Stunde die horizontale Einstrahlung berücksichtigt. Zusätzlich wird ein weiteres Kriterium für jede Stunde geprüft: Nur wenn die Globalstrahlung auf die Horizontalebene größer ist als eine minimale Einstrahlung G_{\min} , wird die Horizontalposition angefahren, damit die Stellmotoren bei schwacher Einstrahlung nicht unnötig oft betrieben werden.

Monat	Einstrahlung 30° Süd [kWh/m ²]	Einstrahlung Tracker [kWh/m ²]	ΔE Differenz [kWh/m ²]	ΔE Differenz [%]
Januar	23,6	29,1	5,5	23,2
Februar	44,5	54,5	10,0	22,4
März	88,2	107,7	19,5	22,2
April	129,8	159,7	29,9	23,1
Mai	158,0	195,0	37,0	23,4
Juni	159,3	204,3	45,0	28,2
Juli	157,5	210,6	53,1	33,7
August	131,0	171,1	40,1	30,6
September	106,3	132,2	26,0	24,4
Oktober	72,3	90,3	18,0	24,9
November	31,0	39,5	8,5	27,4
Dezember	20,1	25,8	5,7	28,6
Jahressumme	1121,5	1419,8	298,3	26,6

Tabelle 1: Berechnete Monateinstrahlungen auf eine feste Fläche (30° Süd) und eine zweiachsige nachgeführte Fläche in Lübeck im 10-Jahres-Mittel für 2001 bis 2010. ΔE ist der monatliche Mehrertrag der nachgeführten Fläche.

Monat	Zahl der Positionswechsel	Zeit in Horizontalposition [h]	Erhöhung der Einstrahlung [kWh/m ²]	Erhöhung der Einstrahlung [%]
Januar	62	123	1,7	4,3
Februar	63	141	1,8	3,6
März	70	150	1,8	1,8
April	71	141	1,9	1,2
Mai	71	185	3,8	2
Juni	77	178	3,2	1,6
Juli	85	138	1,3	0,6
August	74	128	1,4	0,9
September	70	115	1,4	1,1
Oktober	67	119	1,4	1,6
November	61	118	1,3	3,3
Dezember	62	104	1,0	4,0
Jahressumme	833	1640	21,5	1,6

Tabelle 2: Für die Jahre 2001–2010 werden für jeden Monat die Zahl der Positionswechsel (astronomischen Position / Horizontalposition), die Zeit in der Horizontalposition und die Erhöhung der Einstrahlung durch das Anfahren der Horizontalposition berechnet. In der Tabelle sind die 10-Jahres-Mittelwerte für jeden Monat und die Jahressummen dargestellt. Der Positionswechsel erfolgt in Stundenintervallen. Die Schwelle G_{\min} für die Einnahme der Horizontalposition beträgt 20 W/m².

Wenn dieser Schwellwert $G_{\min} = 200 \text{ W/m}^2$ hoch ist, wechselt der Tracker nur 250 mal aus der astronomisch berechneten Position in die Horizontalposition oder zurück. In diesem Fall befindet sich der Tracker im Jahr etwa 230 Stunden in Horizontalposition und die Jahreseinstrahlung erhöht sich nur um 0,2 %. Wenn das Regelkriterium G_{\min} reduziert wird, geht der Tracker häufiger im Jahr in die Horizontalposition. Der bisher betrachtete Regelalgorithmus ist träge, denn nur im Stundenrhythmus wird bei Bedarf die Trackerposition verändert und ein schnelles Reagieren auf plötzliche Bewölkungsänderungen ist nicht möglich. Um diesen Einfluss zu untersuchen wurde für das Jahr 2002 mit den 5-Minuten-Messwerten der direkten Strahlung und der Globalstrahlung gerechnet. Für jedes der ca. 50.000 Zeitintervalle wurde geprüft, ob die Horizontalposition des Trackers einen höheren Ertrag liefert. Wie zu erwarten erhält man eine deutlich höhere Zahl von Wechslen zwischen astronomischer Position und Horizontalposition. Die Zeit in dieser Position und die relative Erhöhung der Einstrahlung sind ebenfalls größer. Der Einfluss des Schwellwertes G_{\min} ist ähnlich.

Um den Einfluss von guten und schlechten Jahren auszugleichen, wird diese Berechnung für die Jahre 2001 bis 2010 durchgeführt. Da die Berechnung mit den 5-Minuten-Intervallen bei der Beispielberechnung für 2002 keinen wesentlich höheren Energiegewinn ergibt, erscheint eine Rechnung mit Stundenintervallen gerechtfertigt. Die Schwelle für das Anfahren der Horizontalposition wird mit $G_{\min} = 20 \text{ W/m}^2$ niedrig angesetzt. Für jeden Monat werden die Zahl der Positionswechsel, die Zeit in der Horizontalposition und die relative Erhöhung der Einstrahlung berechnet. Die

10-Jahres-Mittelwerte für jeden Monat sind in Tabelle 2 dargestellt.

Die Jahre sind durchaus unterschiedlich und die Rechnung ergibt z.B. für das Jahr 2005 einen Mehrgewinn von 3,4 %. Das entspricht einer Messung des Fraunhoferinstituts für das Jahr 2012 am Solarpark Rexingen [6]. Für den Betreiber sind aber letztlich die 10-Jahres-Mittelwerte entscheidend. Eine Erhöhung der mittleren Jahreseinstrahlung um 1,6 % (Tabelle 2) in Norddeutschland lässt den Aufwand für die Positionswechsel von der astronomischen Position in die Horizontalposition nicht sinnvoll erscheinen.

Gleichmäßigere Einstrahlung auf Solartracker

Ein Solartracker empfängt besonders in den Morgen- und Abendstunden mehr Strahlung als eine fest nach Süden orientierte Fläche. Die Einstrahlung an einem sonnenreichen Tag ist als Beispiel in Bild 6 dargestellt. Entscheidend für die Prognose des Energiegewinns und die Verteilung über die Stunden des Tages sind aber langjährige Mittelwerte der stündlichen Einstrahlung. In Bild 7 ist für jedes Stundenintervall der 10-Jahres-Durchschnitt der berechneten Einstrahlung aufgetragen. Jeder Punkt stellt also den Mittelwert von 3.650 Einzelstunden dar. Man erkennt, dass z.B. im Intervall von 7 bis 8 Uhr die Einstrahlung ca. 70 % höher ist als die Einstrahlung auf die 30°-Ebene. Eine Solartracker liefert also deutlich gleichmäßigere Erträge.

Zusammenfassung der Ergebnisse

- Ein zweiachsig nachgeführter Solartracker empfängt in Norddeutschland im langjährigen Mittel 26 % mehr Einstrahlung als eine fest ausgerichtete Anlage (30° Neigung, Südrichtung).

- In den Morgen- und Abendstunden ist die Einstrahlung im Jahresmittel bis zu 70 % höher.
- Wenn der Tracker bei bedecktem Himmel aus der astronomisch berechneten Position in die Horizontalposition gefahren wird, steigt die mittlere Jahreseinstrahlung um ca. 2 %.

Literatur:

- [1] „Solartrack 2000“, Solar-Trak GmbH Lübeck, www.solar-trak.de
- [2] Programm „Meteonorm“: <http://meteonorm.com/de/features>, Meteotest Bern
- [3] Modell von Hay, Davies, Klutcher und Reindl in: Duffie, John A.; Beckman, William A.: Solar Engineering of Thermal Processes 2. Aufl. New York u. a.: John Wiley & Sons, 1991
- [4] Mittlere Abweichung (mean bias error), Mittlere quadratische Abweichung (root mean square error)
- [5] Bolz, Detlef und Kreußler, Siegfried: „Simulieren ist gut, Kontrolle ist besser“, SONNENENERGIE, 4|2000, S.18 bis22
- [6] Zusammenfassung Bericht PMZ940-Adr-1201-V1.01 Fraunhofer ISE (Mitteilung von Fa. Degerenergie, Horb am Neckar)

ZU DEN AUTOREN:

- ▶ Prof. Dr. Siegfried Kreußler
 - ▶ Dipl.Ing.(FH) Manfred Bergman
- Labor für Solartechnik, Fachhochschule Lübeck
Siegfried.kreussler@fh-luebeck.de

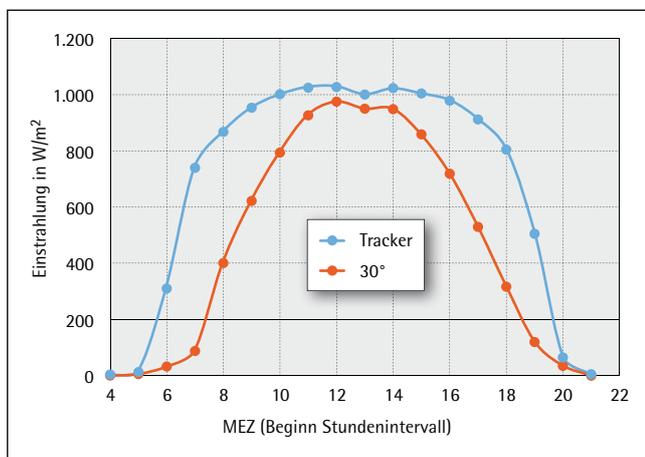


Bild 6: Stundenmittelwerte der Einstrahlung auf die 30°-Ebene(Süd) und den Solartracker am 21.06.2012 in Lübeck. Hier ist beispielhaft die gleichmäßigere Einstrahlung auf den Tracker an einem sonnenreichen Tag zu sehen.

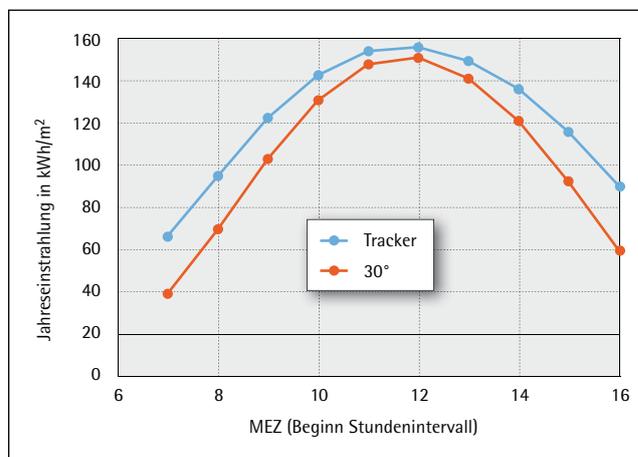


Bild 7: Vergleich der jährlichen Einstrahlungen auf den Tracker und auf eine feste Fläche (30°, Süd) für die einzelnen Stundenintervalle des Tages (gemittelt über die Jahre 2001-2010, 3650 Einzelwerte pro Datenpunkt)