

# Das Ertragsverhalten und dessen Simulation von vertikal installierten bifazialen PV-Modulen

Lars Podlowski <sup>a</sup>, Bernd Litzenburger <sup>a</sup>,  
Djaber Berrian <sup>b</sup>, Joris Libal <sup>b</sup>, Adrian Minde <sup>b</sup> und Radovan Kopecek <sup>b</sup>  
a: Solyco Technology GmbH, Baseler Straße 60, 12205 Berlin,  
b: ISC Konstanz e.V., Rudolf-Diesel-Str. 15, 78467 Konstanz  
E-Mail: [lars.podlowski@solyco.com](mailto:lars.podlowski@solyco.com), [joris.libal@isc-konstanz.de](mailto:joris.libal@isc-konstanz.de)  
Internet: [www.solyco.com](http://www.solyco.com), [isc-konstanz.de](http://isc-konstanz.de)

## Einleitung

Das Konzept von *vertikal installierten* bifazialen Solarmodulen wird schon seit einiger Zeit als eine besondere Anlagenkonfiguration für bifaziale PV-Module angesehen [1], [2]. Insbesondere für Regionen jenseits des 45. Breitengrades bietet es auch aus theoretischer Sicht ein großes Potenzial, da dort ein hoher Anteil der jährlichen Direktstrahlung unter hinreichend flachem Winkel und somit direkt auf die Module trifft. In der Praxis spielt dieses Konzept bislang noch keine nennenswerte Rolle, jedoch sind im Bereich Agro-Photovoltaik inzwischen einige Anlagen auch im MWp-Bereich realisiert worden. Interessant ist das Konzept vor allem auch deshalb, weil sich die Ertragscharakteristik mit zwei Spitzen pro Tag sehr von der konventioneller PV-Anlagen unterscheidet und bei vielen Lastprofilen die Möglichkeit bietet, einen höheren direkten Eigenverbrauch ohne Energiespeicherung zu erzielen.

Im Rahmen eines langfristig angelegten F&E-Vorhabens wurde das Ertragsverhalten von vertikal installierten PV-Modulen untersucht. Der Beitrag präsentiert Analysen des Ertragsverhaltens sowohl über den Tag als auch saisonal über ein komplettes Jahr. Darüber hinaus werden sowohl die täglichen zeitlichen Leistungsverläufe als auch die Jahresertragsdaten der Testsysteme den simulierten Leistungen und Erträgen gegenübergestellt und es werden Möglichkeiten und Grenzen zur Simulation von vertikal installierten bifazialen PV-Modulen aufgezeigt.

## Testanlagen

Zur Analyse des Leistungs- und Ertragsverhaltens von vertikal installierten bifazialen Modulen wurden Testanlagen an zwei sehr unterschiedlichen Standorten

- Tucson, (Arizona, USA, 32,2° nördl. Breite, heißes, sonniges Wüsten-Klima),
- Forst/Lausitz (Brandenburg, 51,7° nördl. Breite, gemäßigtes Klima)

errichtet und deren Betriebsdaten über längere Zeit aufgezeichnet.

In verschiedenen Teilsystemen wurde dabei die Orientierung der Module (Ost/West und Süd/Nord, sowie SüdOst/NordWest und SüdWest/NordOst), sowie die Helligkeit des Untergrundes variiert (weiße bzw. schwarze Folien), um den Einfluss der Albedo des Untergrundes zu identifizieren. Vergleichend wurden auch Anlagen mit

konventionell ausgerichteten, monofazialen Modulen betrieben. *Abbildung. 1* zeigt das Testfeld in Tucson, Arizona (USA) mit unterschiedlich ausgerichteten Teilanlagen mit senkrecht installierten Bifazial-Modulen, sowie konventionell flach aufgeständerten Monofazial-Modulen. Der Aufbau der Testsysteme in Tucson bzw. Forst wurde zu Vergleichszwecken grundsätzlich ähnlich gestaltet, d.h. PV-Module, Orientierungen der Teilsysteme und Modulabstände wurden identisch realisiert.



**Abbildung 1:** Testfeld in Tucson, Arizona (USA) mit unterschiedlich ausgerichteten PV-Teilanlagen mit senkrecht installierten Bifazial-Modulen, sowie konventionell flach aufgeständerten Monofazial-Modulen. Die senkrecht installierten Module sind zur Nachbildung eines größeren Systems mit Dummy-Modulen umgeben, um wirklichkeitsnahe Verschattungsszenarien im Betrieb der Anlagen zu realisieren.

*Abbildung 2* (nächste Seite) zeigt das entsprechende System in Forst / Lausitz, hier zusätzlich noch mit unterschiedlichen Boden-Reflektoren.

Jeweils zwei *optisch parallel* ausgerichtete, *elektrisch seriell* verschaltete, senkrecht im Abstand von 0,66m montierte Bifazial-Module wurden mit einem Leistungsoptimierer der Fa. SolarEdge verbunden. Diese für die elektrische Energiewandlung und -einspeisung verwendeten Leistungsoptimierer gestatten ein Monitoring der wichtigsten Betriebsdaten (Vmpp, Imp). Die Testfelder wurden darüber hinaus mit Einstrahlungs- (GHI & DHI) und Umgebungstemperatur-Sensoren ausgestattet.

Zur Bestimmung des solaren Strahlungsanteils, der nicht unmittelbar (direkt und diffus), sondern indirekt über die Reflektorflächen auf das Solarmodul gelangt, wurden im Testfeld „Forst“ auch Teilanlagen mit schwarzen (d.h. reflexionsarmen) Reflektorflächen betrieben. Bei ansonsten gleicher Bauart, insbesondere Orientierung der Module, erlaubt der Vergleich der Leistungs- bzw. Ertragsdaten von Teilanlagen mit weißer bzw. schwarzer Albedo-Fläche eine Aussage über den Anteil der reflektierten Strahlung, der zum Gesamtleistungsvermögen beiträgt. Danach erbringt

eine weiße Reflektorfläche mit einem Reflexionsvermögen von ca. 70% (Initialzustand!) im Mittel etwa 20% mehr Ertrag als ein System mit schwarzen d.h. quasi *ohne* Reflektoren (Das Reflektionsvermögen der schwarzen Folien beträgt nur etwa 10%).

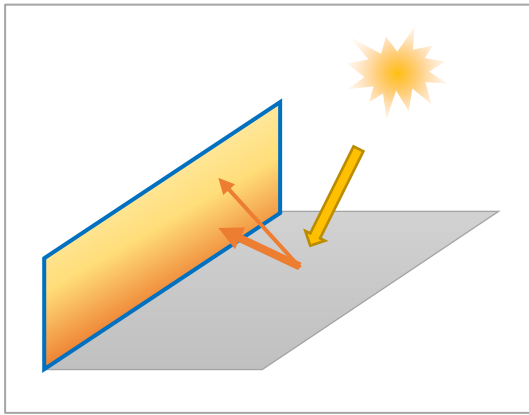


**Abbildung 2:** Testfeld in Forst, Lausitz mit unterschiedlich ausgerichteten PV-Teilanlagen mit senkrecht installierten Bifazial-Modulen (in Ost/West bzw. Süd/Nord-Orientierung), sowie einer in Ost/West-Richtung installierten PV-Anlage mit konventionellen flach aufgeständerten (Anstellwinkel: 10°) Monofazial-Modulen. Die senkrecht installierten Module sind zur Nachbildung eines größeren Systems mit Dummy-Modulen umgeben. Außerdem sind die unterschiedlich reflektierenden Albedo-Untergründe (weiß/schwarz) zu erkennen.

## Berechnung der Albedo-Strahlung

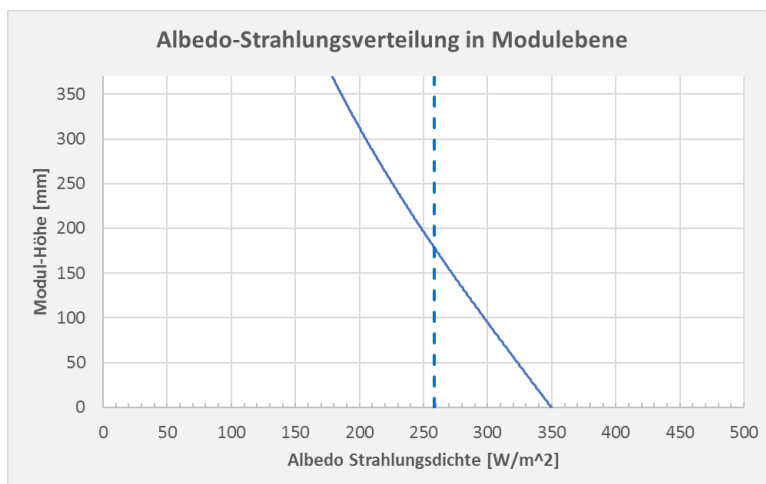
Da ein wesentlicher Anteil der in die Modulebene einfallenden Solar-Strahlung aus den Boden-Reflektionen herrührt, wird im folgenden Abschnitt kurz beschrieben, wie mit Methoden des Strahlungsaustausches genauere Informationen über die Strahlungsverteilung der diffusen Albedo-Strahlung in Modulebene erhalten werden können. Unter Anwendung strahlungsphysikalischer Methoden (Sichtfaktor- / view-factor- Konzept, [3], [4]) wurde daher neben den quantitativen Gesamtanteilen der Albedo-Strahlungsanteile auch die Strahlungs-Verteilung in Modulebene als Funktion der geometrischen Verhältnisse berechnet.

Es zeigte sich, dass die Strahlungsdichte beim Strahlungsaustausch in den *unteren* Bereichen der vertikalen Modulebene am höchsten ist und mit der Modulhöhe *abnimmt* (vgl. *Abbildung 3a*). Die Inhomogenitäten der Strahlungsverteilung an den stirnseitigen Rändern in Bezug auf die Verteilung im übrigen Modulbereich sind bei ausreichendem Länge-zu-Höhe-Verhältnis ( $L \gg H$ ) vergleichsweise weniger gravierend, was insbesondere bei langen Modulreihen gegeben ist.



**Abbildung 3a:** Strahlungsaustausch der Albedo-Strahlung. Die Solarstrahlung trifft auf die Bodenfläche und wird von dort diffus in Richtung der senkrechten Modulfläche reflektiert. In der Modulebene ist die Strahlungsdichte am unteren Modulrand am höchsten und nimmt nach oben hin kontinuierlich ab.

Abbildung 3b zeigt beispielhaft die Strahlungsverteilung in Modulebene, wie sie aus einem 0,66m breiten Boden-Reflektor-Streifen resultiert, der ein Reflektionsvermögen von 70% aufweist und mit  $1000\text{W/m}^2$  bestrahlt wird.



**Abbildung 3b:** berechnete Albedo Strahlungsverteilung in Modulebene als Funktion der Modulhöhenposition: es ist zu erkennen, dass die stärksten Strahlungsdichten an der Unterkante des Moduls auftreten (gestrichelt: Mittelwert der Strahlungsdichte, bezogen auf die gesamte Modulebene).

Diese in senkrechter Richtung, d.h. in Modulebene deutlich inhomogene Bestrahlungsstärke-Verteilung der Albedo-Strahlung (am unteren Modulrand ist die Bestrahlungsstärke der Albedo-Strahlung etwa doppelt so hoch wie oben) hat Auswirkungen auf das Moduldesign, insbesondere auf die geometrische Anordnung und elektrische Verschaltung der Solarzellen.

## Bifazial-Module

Das Modul-Design wurde speziell an die Erfordernisse der vertikalen Nutzung angepasst: da die etwa 2m langen Doppelglas-Module nur an den Stirnseiten gehalten werden, ist die Glasdicke aus Stabilitätsgründen (Windkräfte!) mit  $2 \times 4\text{mm}$  dimensioniert. Die Modulhöhe wurde mit 0,37m relativ niedrig gewählt, um Windkräften möglichst wenig Angriffsfläche zu bieten. Da diese Art von Solaranlagen auch für die Nutzung auf Gebäude-Flachdächern konzipiert werden kann, wo deutlich höhere

Windbelastungen als in der Ebene zu erwarten sind, kommt infolgedessen der „Kompaktheit“ der Anlage eine besondere Bedeutung zu.

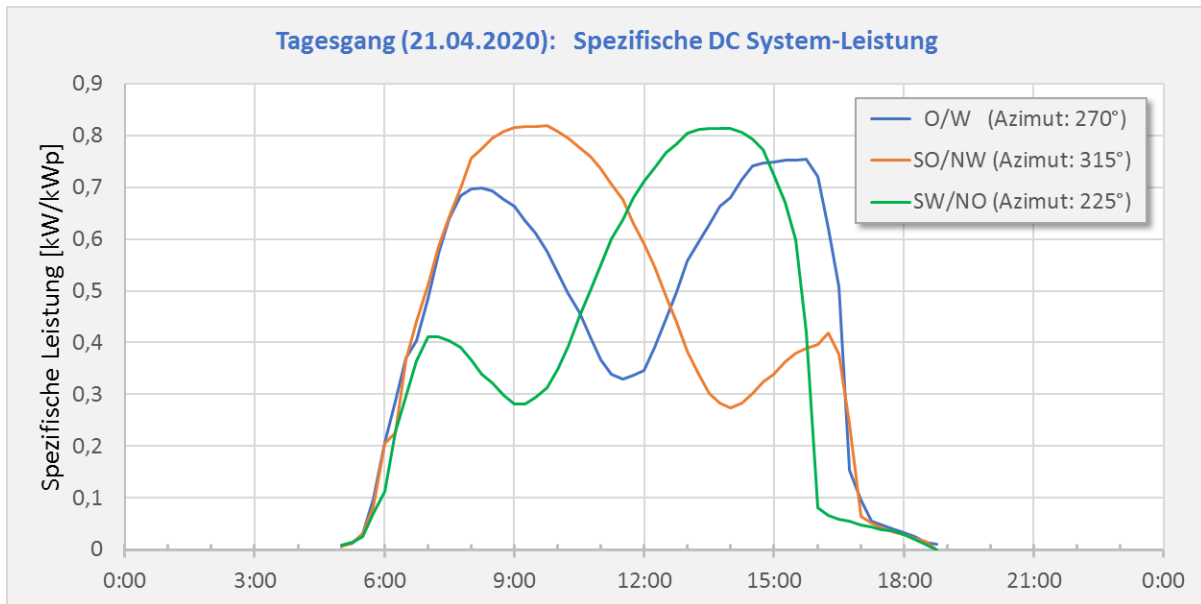
Hinsichtlich der elektrischen Verschaltung der Solarzellen im Modul wurde berücksichtigt, dass, wie oben gezeigt, insbesondere in *senkrechter* Richtung eine *inhomogene* Bestrahlungsstärke in Modulebene zu erwarten ist, die vor allem durch Verschattungs- und Albedo-Anteile hervorgerufen wird. Daher wurden modulintern Halbzellen in Serie zu Strings verbunden und zwei dieser Teilstrings *parallel* geschaltet. Diese beiden Teilstrings wurden im Modulaufbau parallel zu den Längskanten angeordnet (siehe Abb. 1 und Abb. 2). Dies ermöglicht einerseits eine weitgehende Unempfindlichkeit des Zell-Arrays gegen inhomogene Beleuchtung in *senkrechter* Richtung und gestattet andererseits die Dimensionierung der elektrischen Modulkennwerte (Nennstrom & -spannung) in den üblichen Bereichen (*2 x parallel(24 Halbzellen in Serie) entsprechen quasi einem Doppelstring eines 72-Vollzellen-Moduls*). Eine *serielle* Verschaltung der beiden Teilstrings würde bei inhomogener Beleuchtung der Strings zu signifikanten Mismatchverlusten bei Teilverschattung führen.

Die verwendeten Zellen (5-BusBar n-PERT-Technologie, Fa. Jollywood, ca. 21,2% – 21,4% Zell-Wirkungsgrad) weisen mit mehr als ca. 85.% einen relativ hohen Bifazial-Faktor auf (*Leistungs-Bifazialitätskoeffizient* [5] ( $\varphi_{P_{max}} > 85\%$ )), so dass eine nahezu ausgewogene beidseitige Nutzung der Doppelglas-Module realisiert werden kann.

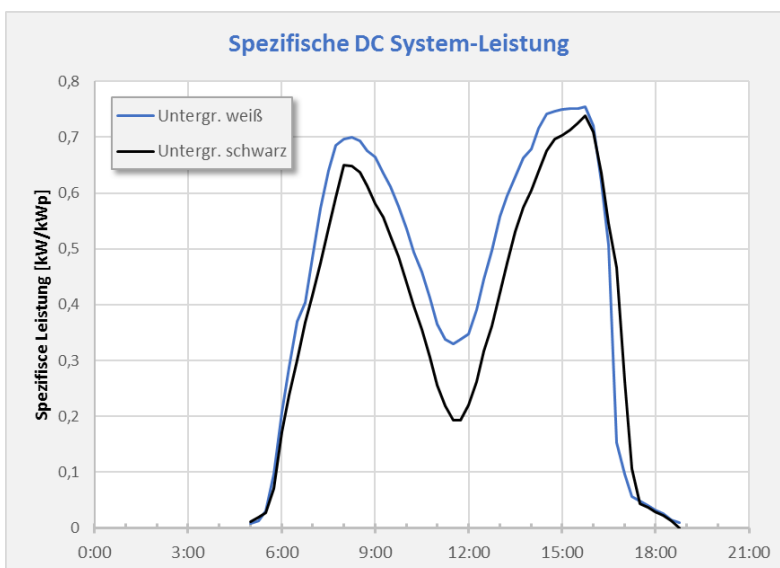
Der Abstand der Modulreihen, d.h. der paarweise parallel installierten Module beträgt einheitlich 0,66m. Dies stellt zusammen mit der Modulhöhe von 0,37m einen guten Kompromiss aus Flächennutzung des Gesamt-Systems und Teilverschattungs-Anfälligkeit dar.

## **Ergebnisse: Leistungs- und Ertragsverhalten**

Die Tagesgänge der Modulleistungen der vertikalen Bifazial-Systeme sowohl in Tucson als auch in Forst zeigen den erwarteten Leistungs-Verlauf z.B. hinsichtlich der Orientierung unterschiedlich ausgerichteter Teil-Anlagen. *Abbildung 4* (nächste Seite) zeigt exemplarisch den Tagesgang dreier vertikaler Testsysteme in Forst mit den Orientierungen (Frontseite/Rückseite) Ost/West, Südost/Nordwest, sowie Südwest/Nordost bei „schönem Wetter“ (*Clear Sky Day*). *Abbildung 5* (nächste Seite) zeigt den Leistungs-Verlauf am selben Tag für zwei Ost/West Teilsysteme, die sich nur bezüglich der Albedo, d.h. verschiedener Bodenflächen (weiß/schwarz) unterscheiden.



**Abbildung 4:** Tagesgang der vertikal installierten bifazialen Teilsysteme auf dem Testfeld Forst am 21.04.2020. Dargestellt ist jeweils die spezifische DC Systemleistung (d.h. die tageszeitabhängige Momentanleistung bezogen auf die Modul-Nennleistung) für drei verschiedene Teilsystem-Orientierungen bzw. Azimut-Winkel: Ost/West (blau), Südost/Nordwest (Orange) und Südwest/Nordost (grün). Man erkennt die verschiedenen tageszeitabhängigen Leistungsmaxima.



**Abbildung 5:** Tagesgang der vertikal installierten bifazialen Teilsysteme auf dem Testfeld Forst am 21.04.2020. Dargestellt ist jeweils die spezifische DC Systemleistung für zwei Ost/West orientierte Teilanlagen, die sich nur durch die Reflektivität der Bodenflächen unterscheiden (weiße bzw. schwarze Folie).

Man erkennt, dass die Momentanleistung der Anlage mit hellem Untergrund stets über der mit dunklem Untergrund liegt und somit den zusätzlichen genutzten Strahlungsanteil durch Albedo dokumentiert (die umgekehrten Verhältnisse gegen 17:00 sind auf eine früher einsetzende Teilverschattung des Systems mit weißem Untergrund zurückzuführen).

Die gemessenen spezifischen DC Jahres-Energieerträge der Ost/West-orientierten Teilsysteme auf den beiden Testfeldern sind in *Tabelle 1* zusammengestellt.

<b>Spezifische Jahres-Energie-Erträge [kWh/kWp]</b>	<i>Orientierung</i>	Ost/West	Ost/West	Ost/West
	<i>Technologie</i>	bifazial	bifazial	mono
	<i>Anstellwinkel</i>	vertikal	vertikal	10°
	<i>Albedo</i>	hell	dunkel	-
<b>Tucson</b>		<b>1750</b>	-	-
<b>Forst</b>		<b>960</b>	<b>790</b>	<b>850</b>

**Tabelle 1:** Gemessene spezifische Jahresenergieerträge verschiedener Testsysteme in Tucson bzw. Forst. Bei den Ost/West-orientierten vertikalen Bifazial-Systemen in Forst erkennt man die Wirkung des hellen Untergrundes zwischen den Modulen.

Die Jahreserträge der Testsysteme in Forst liegen zwar im geplanten Rahmen, erreichten aber nicht ganz die erwartete Höhe. Eine ebenfalls auf dem Testgelände installierte Ost/West-orientierte Standard-Anlage mit 10° Anstellwinkel (Abb. 2, links im Hintergrund) erbrachte allerdings mit ca. 850 kWh/kWp noch einen etwas geringeren spezifischen Ertrag.

Als Ursache für die nicht ganz erwartungsgemäßen spezifischen Jahres-Energieerträge der senkrecht installierten bifazialen Testanlagen in Forst wurde im Wesentlichen die nicht optimale Betriebsumgebung der Anlagen identifiziert: Horizont-Verschattungen durch umliegende Gebäude und Baum- und Strauchgruppen auf dem Testgelände hatten deutliche Leistungseinbußen vor allem in den Tagesrandzeiten zur Folge. Außerdem führte ein unerwartet starker pflanzlicher Bewuchs der Bodenflächen des Testgeländes vor allem in der Vegetationsperiode zu zusätzlichen Verschattungen sowohl der Module als auch der Reflektionsflächen. Die Flächen wurde zwar regelmäßig „gerodet“ und gereinigt, jedoch haben Pollen, Sand und Staub vor allem die weißen Reflektionsflächen verschmutzt, die somit ihre hohe Reflektivität eingebüßt haben (R: 70% → 60 - 65%). Diese Umstände führten zeitweise leider zu nennenswerten Performance-Einbußen der vertikal installierten Bifazial-Systeme.

## **Simulation des Betriebsverhaltens**

### **Simulationsmodell**

Die Simulation des Ertragsverhaltens von bifazialen PV-Modulen ist deutlich komplexer als bei konventionellen Anlagen, da für jeden Zeitpunkt, zusätzlich zur Einstrahlung auf der Modulvorderseite, auch die Einstrahlung auf der Modulrückseite berechnet werden muss. Die Berechnung der Einstrahlung auf der Modulrückseite erfordert z.B. die Berechnung der Positionen des Schattenwurfs von umgebenden Objekten (insbesondere des betrachteten Moduls selbst so wie der benachbarten

Module in derselben Reihe und von benachbarten Modulreihen) sowie eine genaue Kenntnis des Reflexionsverhaltens (Albedo) des Untergrunds und dessen eventuelle Variabilität im Laufe des Tages und der Jahreszeiten. Das vom ISC Konstanz entwickelte Ertragssimulationsprogramm MoBiDiG (*Modelling of Bifacial Distributed Gain*) ist für bifaziale Systeme optimiert, doch waren die frühen Versionen von MoBiDiG noch nicht auf die Modellierung von vertikal installierten bifazialen Modulen ausgerichtet und konnten deshalb deren Verhalten nicht ausreichend präzise beschreiben. Im Rahmen des F&E-Vorhabens ist daher eine spezielle MoBiDiG-Version für vertikal installierte PV-Module entwickelt worden, in der neben strahlungsphysikalischen Methoden (View-Factor Konzept) auch Strahlverfolgungsmethoden (Ray-Tracing) verwendet werden, um die Einstrahlung in der Modulebene (Vorder- und Rückseite) zu berechnen.

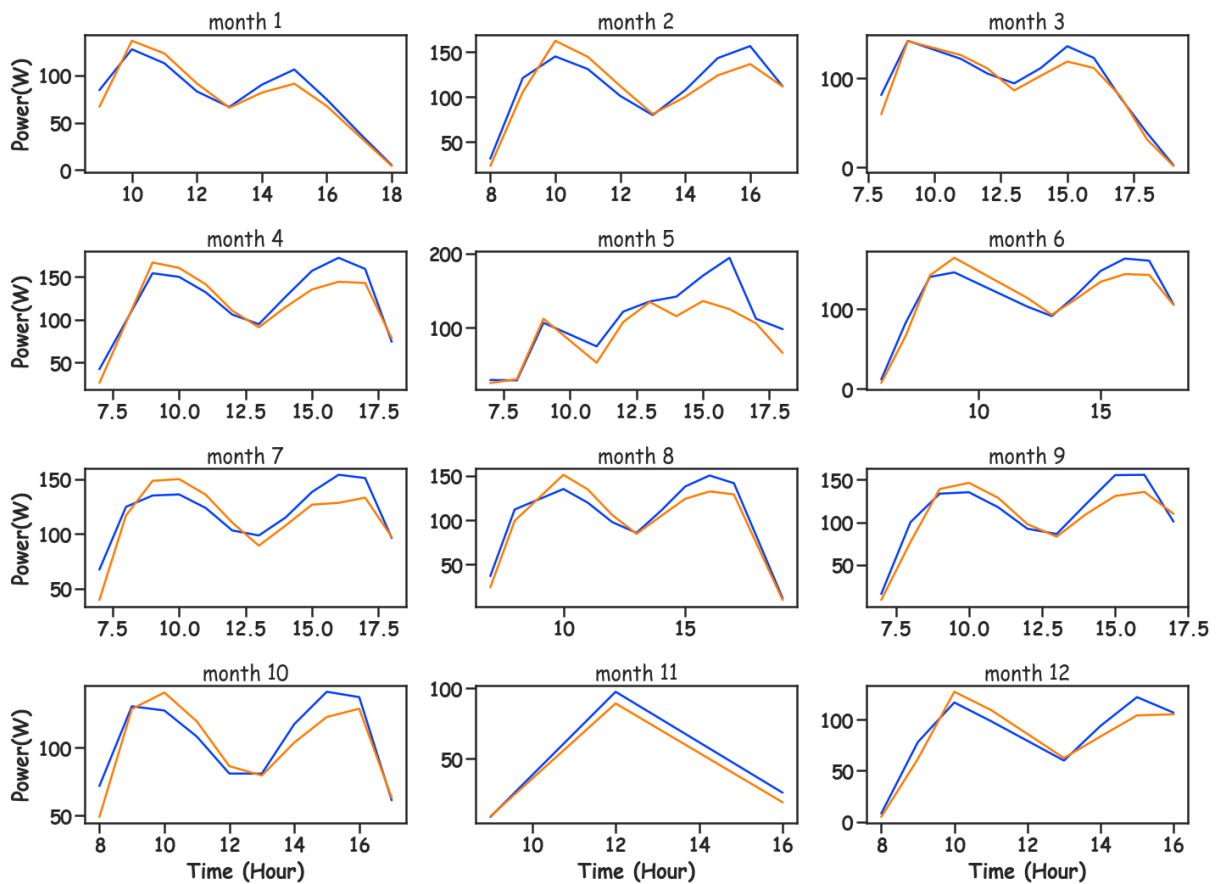
Um die elektrische Ausgangsleistung eines PV-Moduls zu einem gegebenen Zeitpunkt – und damit den Energieertrag für einen gegebenen Zeitraum – berechnen zu können, muss dessen Betriebstemperatur ermittelt werden, die dann – zusammen mit den Werten für die Einstrahlung – als Eingabeparameter für ein geeignetes elektrisches Modell dienen. Im Falle von MoBiDiG wird die Betriebstemperatur des Moduls mit Hilfe des Modells von Faiman [6] bestimmt, und das Modell von DeSoto [7] verwendet, um die I/V-Parameter des Moduls zum betrachteten Zeitpunkt – und damit dessen Momentan-Leistung – zu berechnen. Im Falle einer Teilverschattung des Moduls kommt das Bishop-Modell [8] zum Einsatz. Eine ausführliche Beschreibung des MoBiDiG-Modells ist in [9] zu finden.

### **Simulations-Ergebnisse**

Der Vergleich zwischen gemessenen Anlagen- und Wetterdaten mit den Daten der Simulation wurde zunächst am System in Tucson vorgenommen, da das System in den USA schon länger läuft und somit ein größerer Datensatz zur Verfügung stand. Darüber hinaus ist das solare Strahlungsangebot in Arizona stärker durch Direktstrahlung geprägt (ganzjährig bewölkungsarmes, sonnenreiches Wetter), was den Vergleich Messung – Simulation zunächst erleichtert, da die adäquate simulationstechnische Behandlung der Diffus-Strahlung deutlich schwieriger ist als die der Direktstrahlung.

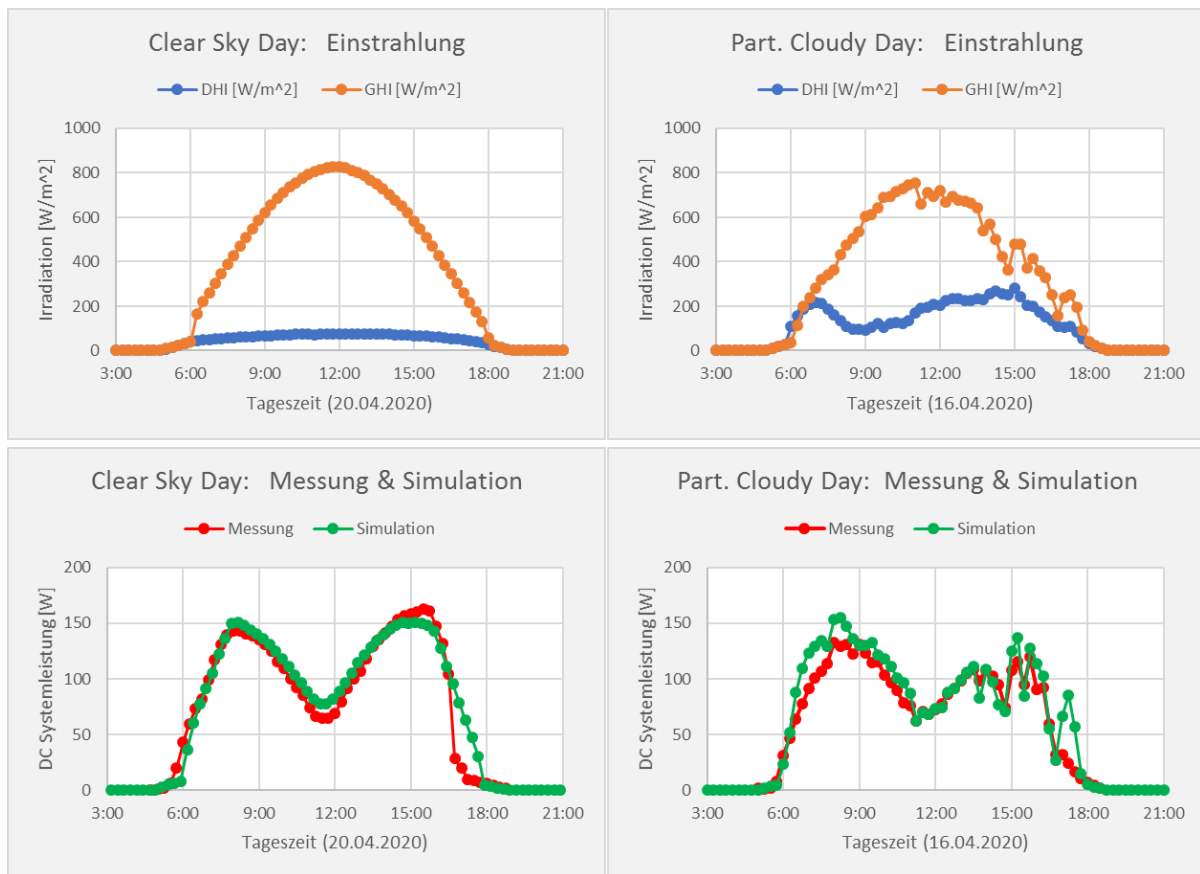
*Abbildung 6* zeigt den Vergleich der in den verschiedenen Monaten jeweils am 15. Tag des Monats gemessenen (blau) und modellierten (orange), stündlich gemittelten Modul-Ausgangsleistung (Ost/West). Der modellierte Wert wurde jeweils mit dem auf Ray-Tracing (RT) basierenden MoBiDiG-Simulationsmodell berechnet. Bis auf wenige Ausnahmen kann eine recht gute Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation beobachtet werden. Die mit MoBiDiG(RT) erstellte Energieertragsprognose erreichte für alle in Tucson betriebenen Testsysteme in der Regel eine Genauigkeit in der Größenordnung von ca. 1%.





**Abbildung 6:** Jahres-Vergleich zwischen Messung (blau) und Ray-Tracing Simulation (orange) der Modulleistung eines in Ost-West-Orientierung senkrecht installierten bifazialen Systems mit weißer Albedo-Grundfläche in Tucson, Arizona (USA). Dargestellt ist die stündlich gemittelte DC Systemleistung jeweils in einem Tagesgang am 15. jedes Monats.

Beim Vergleich der Messdaten von Testanlagen in Forst/Lausitz mit den entsprechenden MoBiDiG-Simulationen waren hingegen häufig stärkere Abweichungen zu beobachten: *Abbildung 7* zeigt exemplarisch den Tagesgang der Systemleistung einer Ost/West ausgerichteten vertikalen Bifazial-Testanlage in Forst jeweils an einem wolkenlosen (*Clear Sky Day, 20.04.2020*) und an einem vorwiegend heiteren Tag (*Partly Cloudy Day, 16.04.2020*). Im Tagesverlauf ist zwar weitgehend eine recht gute Übereinstimmung der Simulation mit der gemessenen Momentanleistung (15min Mittelwerte) festzustellen, insbesondere zu den Tagesrandzeiten treten jedoch teilweise erhebliche Abweichungen zwischen Messung und Simulation auf, was jedoch auf die Teilverschattung der Testsysteme zurückgeführt werden kann.



**Abbildung 7:** Einstrahlung (oben) und elektrische Systemleistung (unten) an einem klaren (links) bzw. überwiegend heiteren (rechts) Frühlingstag.

oben: horizontale Diffus-Strahlung (DHI) und horizontale Globalstrahlung (GHI),

unten: Momentan-Systemleistung des Ost/West-orientierten vertikalen Bifazial-Systems mit weißem Untergrund: Messung (rot) und Simulation (grün),

an den Tagesrandzeiten sind deutliche Abweichungen der Leistungswerte zwischen Messung und Simulation zu beobachten.

Für die Teilsysteme mit niedrigem Albedo werden Abweichungen im Bereich von ca. 3% erreicht, während bei den Teilsystemen mit hohem Albedo teilweise sehr hohe Abweichungen ( $> 10\%$ ) zwischen Modell und Messung auftreten. Folgende mögliche Ursachen kommen für diese unterschiedlich hohen Abweichungen in Betracht:

- Es liegen keine Albedo-Werte unter Feldbedingungen vor; der niedrige Albedo-Wert (schwarzer Untergrund,  $R \approx 10\%$ ) wurde geschätzt, während der hohe Albedo-Wert anhand einer Reflexionsmessung der weißen Folie im Labor (vor Witterungsexposition) ermittelt wurde. Es wird vermutet, dass die weiße Folie durch Witterungseinflüsse (Verschmutzung) während der Außenmessungen deutlich geringer war als der im Labor ermittelte Wert ( $R: 70\% \rightarrow 60 - 65\%$ , vgl. auch Ausführungen zu den Ergebnissen der Freifeld-Messungen).
- Es wurden keine Einstrahlungsmessungen direkt am Ort der jeweiligen Module vorgenommen. Der Eingabewert GHI (globalen Horizontaleinstrahlung) für das MoBiDiG-Simulationsmodell stammt von einem einzigen, zentralen Pyranometer am

Ort des Testfelds. Aufgrund von Abschattungen durch Bäume und andere nahstehende Objekte – insbesondere morgens und abends – liegt deshalb nicht für alle Testsysteme für alle Uhrzeiten ein korrekter Eingabewert für GHI vor. Dies legen zum Beispiel die in oben gezeigter *Abbildung 7* hervortretenden Abweichungen nahe, da hier besonders morgens und abends die simulierte Ausgangsleistung des Modules im Vergleich zur Messung deutlich überschätzt wird.

## **Erzeugungsprofile und Lastprofilanpassung**

Im Folgenden wird gezeigt, wie sich durch Ertragsprofile verschieden orientierter vertikaler Teilanlagen unterschiedlichste Erzeugungsprofile erzielen lassen und somit der Eigenverbrauch optimiert werden kann.

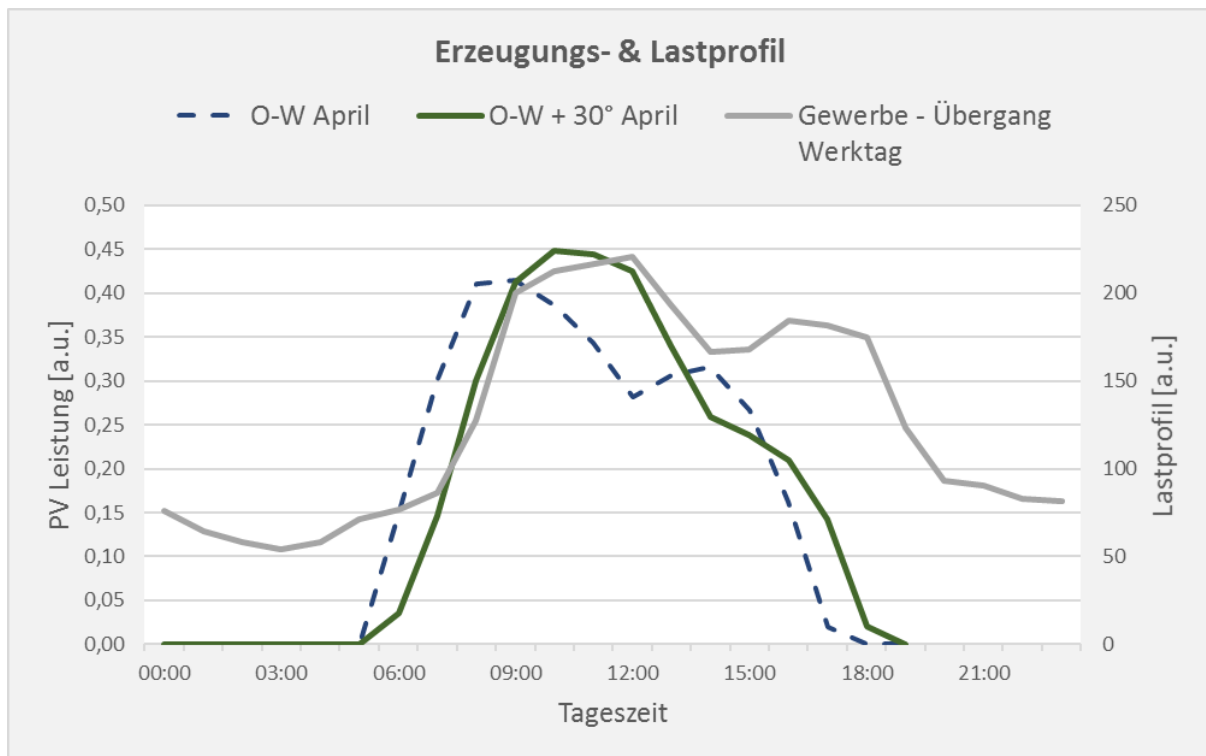
Mit vertikal installierten bifazialen PV-Systemen, die in Ost-West Richtung orientiert sind oder ähnliche (nicht in Richtung Süd) Ausrichtung aufweisen (vgl. Abb. 4), besteht somit die Möglichkeit, Erzeugungsprofile zu generieren, die einen möglichst großen Überlapp mit typischen Lastprofilen aufweisen, um damit den Anteil des Eigenverbrauchs zu maximieren.

Um Aussagen zur optimalen Generationskurve im Verhältnis zu Verbräuchen treffen zu können, wurden die Standardlastprofile des BDEW [10] als Modelle für die Optimierung von Generationsprofilen herangezogen. Dazu wurde das weiterentwickelte Energieertragsmodell MoBiDiG verwendet, um den zeitlich aufgelösten Energieertrag für vertikal installierte bifaziale PV Systeme zu berechnen. Die Erträge wurden dabei auf Basis von langjährig gemittelten Einstrahlungs- und Temperaturdaten (TMY – typical meteorological year) bestimmt, hier exemplarisch für den Modell-Ort Konstanz.

Im Folgenden wurden hierzu mit MoBiDiG tagesabhängige Energieerträge für vertikale PV-Systeme mit verschiedenen Ausrichtungen berechnet. Dabei wurden – um eine Gegenüberstellung mit den BDEW Standardlastprofilen zu ermöglichen – für jede Tageszeit (Zeitschritt: 1h) der Mittelwert über jeweils einen Monat gebildet und hierbei die Monate Januar (Winter), April (Übergangszeit) und Juni (Sommer) betrachtet.

Im nächsten Schritt wurden die so berechneten Generationsprofile von verschiedenen ausgerichteten vertikalen bifazialen PV Systemen mit typischen Lastprofilen überlagert. *Abbildung 8* (nächste Seite) zeigt beispielhaft die Gegenüberstellung eines entsprechend berechneten Generationsprofils mit dem typischen Werktag-Lastprofil eines Gewerbebetriebs in der Übergangsjahreszeit.

Wie hier zu sehen ist, kann durch schrittweise Anpassung der Systemkonfiguration, z.B. durch die Anpassung der Ausrichtung der Modulreihen (Azimut) und/oder durch Kombination von Modulreihen mit verschiedenen Ausrichtungen das Generationsprofil eines vertikal installierten PV Systems in weiten Bereichen moduliert und damit verschiedensten Lastprofilen angenähert werden.



**Abbildung 8:** Schrittweise Teil-Anpassung eines Lastprofils mit Erzeugungsprofilen: stündliche Mittelwerte des spezifischen monatlichen Energieertrags eines Ost-West vertikal installierten bifazialen PV-Systems in Konstanz im April, dessen Ausrichtung um 30° in Richtung Süden gedreht wurde, im Vergleich zum Lastprofil eines typischen Gewerbebetriebs in der Übergangsjahreszeit (G0, April [10]).

## Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Beitrag wurde gezeigt, dass vertikal installierte Bifazial-Solarsysteme eine interessante Alternative zur konventionellen Schrägaufständerung von PV-Systemen darstellen können, sowohl in Hinsicht auf die erzielbaren spezifischen Jahres-Energieerträge, als auch im Hinblick auf die tageszeitliche Nutzungsanpassung der bereitgestellten Solarenergie zur Optimierung des Eigenverbrauches. Die vertikal installierten Bifazial-Systeme in Ost/West-Orientierung liefern im Fall eines hellen Untergrundes einen ca. +8% höheren Jahres-Energieertrag im Vergleich zu einem konventionell 10° aufgeständerten Ost/West-System.

Mit Hilfe des verbesserten Simulationsmodells von MoBiDiG ist es möglich, zuverlässige Voraussagen des Leistungsvermögens *vertikal* installierter *bifazialer* PV-Module zu erstellen. Dies erlaubt einerseits präzise standortabhängige Prognosen zum Leistungsvermögen solcher Systeme, wie sie z.B. bei der Projektplanung von Solarsystemen unabdingbar sind, andererseits können recht einfach Parameter-Studien durchgeführt werden, die so z.B. zur Systemoptimierung solcherart Solarsysteme beitragen können. So lassen sich z.B. leicht die Auswirkungen von

Änderungen der geometrischen Systemparameter (z.B. Modul-Reihenabstände) auf das Leistungsverhalten untersuchen.

Hinsichtlich der betriebenen vertikal installierten Testanlagen lässt sich festhalten, dass die Testsysteme sowohl in Tucson/USA, als auch in Forst/Lausitz (trotz der dortigen Standort-Defizite) bis jetzt wichtige Betriebsdaten für die Entwicklung dieser Systeme und der Simulationssoftware MoBiDiG des ISC Konstanz geliefert haben. Das Leistungsvermögen und die erzielten Energieerträge von Systemen mit dem Konzept vertikal installierter Bifazial-Module haben dabei in weiten Teilen die Voraussagen erfüllt. Die aufgetretenen Leistungsabweichungen konnten auf nicht optimale Betriebsbedingungen der Testsysteme zurückgeführt werden.

Die Untersuchungen zu Solarsystemen mit *senkrecht installierten Bifazial-Modulen* werden fortgesetzt, daher werden auch die Testfelder weiter betrieben. Unmittelbar nach dem derzeitigen erreichten Kenntnisstand wurde mit Beginn des Jahres 2021 eine Neuausrichtung der Testsysteme auf dem Testgelände in Forst vorgenommen: senkrecht installierte bifaziale Module wurden nunmehr nur noch in Ost/West-Ausrichtung, jedoch nach wie vor mit weißem und schwarzem Albedo-Untergrund aufgebaut, wobei bei der Auswahl des neuen Standortes sorgfältig auf eine möglichst Bewuchs- und verschattungsarme Umgebung auf dem Testgelände geachtet wurde (dies konnte bei der ursprünglichen Realisierung der Testanlagen nicht berücksichtigt werden, da dieses Testgelände seinerzeit noch nicht zur Verfügung stand).

Abschließend sei auf einen weiteren Vorteil senkrecht installierter Solarsysteme hingewiesen: die Module werden z.B. nicht durch Schneefall verschattet und stattdessen sorgt die Schneeschicht für eine Albedo-Fläche mit perfekten Reflektoreigenschaften (vgl. *Abb. 9*).



**Abbildung 9:** Testgelände in Forst nach Schneefall, vgl. auch *Abb. 2*. Für das im Vordergrund sichtbare, senkrecht ausgerichtete Bifazial-System (Ost/West) sind die Bedingungen optimal: schneeweiße Reflektor-Flächen mit hohen Albedo-Werten und keinerlei Modul-Verschattung. Dagegen ist die Ost/West-orientierte Standard-Anlage (im Hintergrund) nahezu vollständig durch Schneebedeckung verschattet.

## Danksagung

Diese Arbeiten wurden vom *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie* im Rahmen des ZIM-Programms (*Zentrales Innovationsprogramm Mittelstand*) unterstützt. Außerdem danken wir *Stefan Wendlandt* vom PI Photovoltaik-Institut Berlin für Realisierung und Betreuung der Testanlagen, der zugehörigen Messtechnik, sowie für Unterstützung bei der Daten-Analyse.

## Referenzen

- [1] R. Kopecek, J. Libal: *Bifacial Photovoltaics: Technology, Applications and Economics*, Inst Eng Technol; 2018.
- [2] R. Kopecek, J. Libal: *Towards large-scale deployment of bifacial photovoltaics*, *Nature Energy* **3**, 443–446, 2018.
- [3] J. R. Howell, R. Siegel, et al.: *Thermal Radiation Heat Transfer*, 6<sup>th</sup> Ed., CRC-Press, Boca Raton, FL, USA, 2015.
- [4] M. F. Modest: *Radiative Heat Transfer*, 3<sup>rd</sup> Ed., Academic Press, Oxford / Amsterdam, 2013.
- [5] IEC TS 60904-1-2:2019: *Photovoltaic devices – Part 1-2: Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic (PV) devices*, Technical Specification, Edition 1.0, 2019.
- [6] D. Faiman: *Assessing the Outdoor Operating Temperature of Photovoltaic Modules*, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **16**(4): 307–315, 2008.
- [7] W. De Soto, S.A. Klein, and W.A. Beckman: *Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance*, *Solar Energy*, **80**(1): 78–88, 2006.
- [8] J. W. Bishop: *Computer Simulation of the Effects of Electrical Mismatches in Photovoltaic Cell Interconnection Circuits*, *Solar Cells*, **25**(1): 73–89, 1988.
- [9] D. Berrian: *Accuracy of Ray Tracing and View Factor Optical Models for Energy Yield Prediction of Fixed Tilt and Tracked Bifacial PV Systems*, Dissertation (PhD Thesis), Universität Freiburg, 2020.
- [10] BDEW Standardlastprofile: VDEW / BTU Cottbus, *Repräsentative VDEW-Lastprofile*, VDEW Frankfurt/Main, 1999.