

# **Vergleichende Simulationen von konzentrierenden und nicht konzentrierenden Photovoltaiksystemen mit der Simulationsumgebung DESIRE**

Martin Hofmann · Marcus Bui · Prof. Dr. Volker Quaschning

Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin

Wilhelminenhofstraße 75A · 12459 Berlin

Tel.: +49 30 5019 3656 · Fax: +49 30 5019 2114

E-Mail: volker.quaschning@htw-berlin.de

[www.f1.htw-berlin.de/studiengang/ut](http://www.f1.htw-berlin.de/studiengang/ut)

## **Einleitung**

In den vergangenen Jahren wurde an der HTW Berlin die dynamisch erweiterbare Simulationsumgebung für regenerative Energiesysteme DESIRE entwickelt. Sie besteht aus Online- und Offline-Bausteinen. Die Online-Tools sind in der Programmiersprache Java entwickelt und erlauben direkte Simulationen im Internet mit einem Standardwebbrowser.

Im Online-Bereich stehen im Bereich der Photovoltaik ein Tool für konzentrierende PV-Anlagen sowie ein Tool für netzgekoppelte und Inselnetz-Standard-PV-Anlagen zur Verfügung.

Die Offline-Version von DESIRE muss auf dem lokalen Rechner installiert werden. Diese Version basiert auf MS-Excel als Simulationsumgebung. Zahlreiche Modell-Bibliotheken und Datenbanken ermöglichen das Erstellen individueller Simulationstools. Für die Photovoltaik steht ebenfalls ein umfangreiches, zeitschritt-basiertes Tool für die Jahresertragsberechnungen von netzgekoppelten und Inselnetz-PV-Anlagen zur Verfügung.

## **PVSim – das Simulationstool für Standard-PV-Anlagen**

Für die Simulation von netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen wurden im Rahmen des DESIRE-Projektes zwei fertige Tools entwickelt. Wie erwähnt, baut eine Variante auf Microsoft Excel als Entwicklungsumgebung auf (Abbildung 1), während die andere in Java zum Webeinsatz entwickelt wurde. Beiden Simulationswerkzeugen liegen identische Berechnungsverfahren zu Grunde.

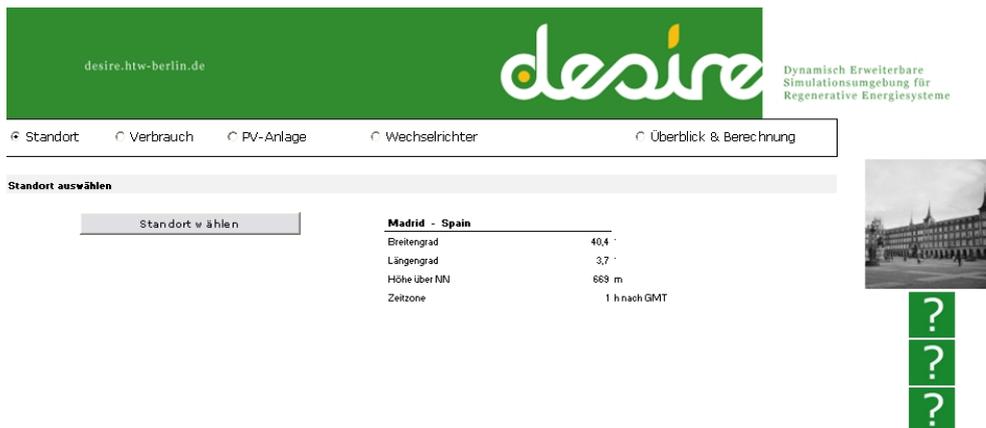


Abbildung 1: Screenshot der Excel-basierten Version der PV-Simulation von DESIRE.

Zum Funktionsumfang gehört hier die Standortwahl, das Editieren der Horizontverschattung, das Hinzufügen und Editieren von Verbrauchern mit Simulation der Lastgänge, Auslegen der Module und Wechselrichter der PV-Anlage und anschließende grafische und tabellarische Aufbereitung der Ergebnisse.

## CPVSim – das Simulationstool für konzentrierende PV-Anlagen

Für die Ertragsberechnung von zweiachsig nachgeführten, konzentrierenden Photovoltaik-Anlagen wurde ebenfalls ein Online-Tool in Java entwickelt. Das Tool dient zur Auslegung, Untersuchung und zum Erstellen von Ertragsgutachten von sogenannten CPV-Parks, wie sie zum Beispiel seit 2008 im spanischen Puertollano vom dort ansässigen ISFOC (*Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración*) in



Abbildung 2: Screenshot der Parkansicht des Online-CPV-Simulationstools.

Pilotkraftwerken getestet werden. Abbildung 2 zeigt die schematische Implementierung des CPV-Parks im Java-Tool.

Eine Besonderheit in der Modellierung stellt die Berücksichtigung der spektralen Zusammensetzung der Einstrahlung dar. Dies ist insbesondere wichtig, da sowohl die Fresneloptik zur Bündelung des Sonnenlichtes als auch die Konzentratorzelle selbst eine eindeutige Abhängigkeit ihrer Effizienz von der Wellenlänge aufweisen.

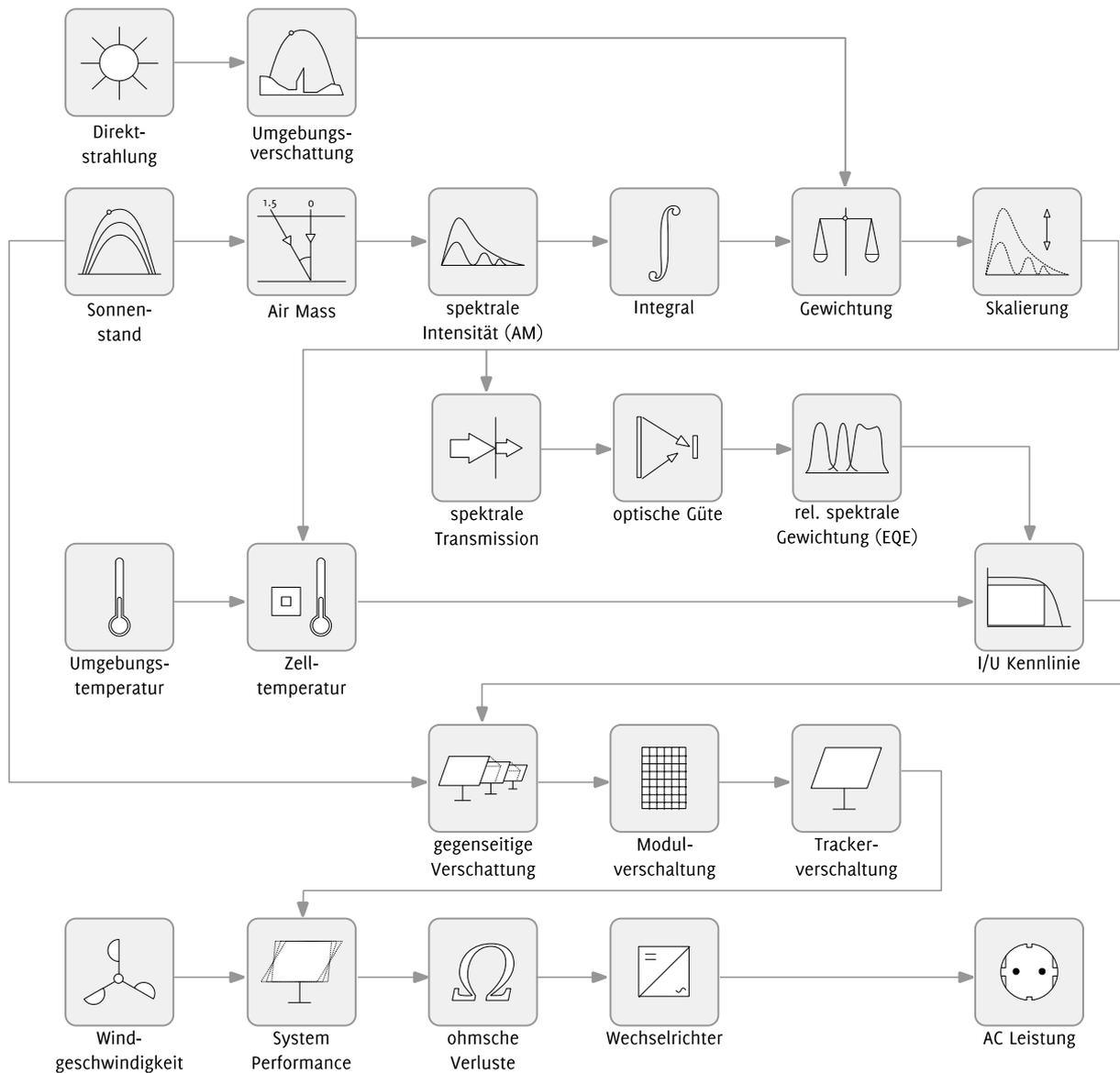


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Berechnung eines Zeitschrittes in der Online-CPV-Simulation von DESIRE.

In Abbildung 3 wird schematisch dargestellt, wie die Berechnung der AC-Leistung des CPV-Parks für einen Zeitschritt erfolgt. Hier wird die eintreffende, direkt-normale Bestrahlung mithilfe von hinterlegten AM-Spektren in wellenlängenabhängige Strahlungsintensitäten zerlegt und entsprechend skaliert.

Zusätzlich zur angesprochenen spektralen Berechnung der auf die Zelle auftreffenden Strahlungsleistung wird in der Simulation ebenfalls berücksichtigt, wie die einzelnen Tracker des Parkes zueinander stehen. Das ist insbesondere von Bedeutung, da sich die Tracker in Abhängigkeit des Sonnenstandes und ihrer Platzierung im Park gegenseitig verschatten können. Für die Modellierung wurde hier die Geometrie der Module, Tracker und des Parks in 3D-Vektorgeometrie umgesetzt, was eine exakte Ermittlung des Schattenwurfes und die komfortable 3D-Visualisierung des Parkes an beliebigen Zeitpunkten im Jahr ermöglicht. Die Auswirkungen der Verschattung auf den Ertrag der CPV-Anlage werden anhand der Verschaltung der Zellen zu einem Modul und anschließend der Module zu einem Tracker vollzogen.

Dabei fließen weitere Faktoren wie die System Performance, also die Abhängigkeit der Nachführungsqualität von der Windgeschwindigkeit, die Reduzierung der elektrischen Leistung bei Erwärmen der Konzentrazorzelle, etc. in die Modellierung ein.

## **Ertragsvergleich von CPV- mit Standard-PV-Anlagen**

Mit Hilfe der beiden vorgestellten Zeitschrittsimulationen für CPV- und Standard-PV-Anlagen lassen sich nun vergleichende Berechnungen anstellen. In der Vergangenheit bis heute wird diskutiert, für welchen Standort eine zweiachsig nachgeführte CPV-Anlage mehr Energie umwandelt als eine Standard-PV-Anlage. In erster Linie ist somit der Ertrag bei gegebenen Investitionskosten und feststehendem Platzangebot dafür ausschlaggebend, ob sich ein CPV-Park in der Wirtschaftlichkeit gegen ein handelsübliches System durchsetzen kann.

Da ein CPV-System nur die direktnormale Bestrahlung der Sonne in seinen Optiken konzentrieren kann, während die Diffusbestrahlung ungenutzt bleibt, bietet sich eine Systematisierung der Ertragsfrage anhand des Direktbestrahlungsanteils  $H_{DNI}$  an. Für den Vergleich wurden Anlagen mit typischer Nennleistung und jeweils optimalen Anlagenkomponenten an neun über den Globus verteilten Standorten ausgelegt (Tabelle 1).

Tabelle 1: Eckdaten der in der Simulation verglichenen Standorte

Standort	Breitengrad in °	$H_{G,hor}$ in kWh/(m <sup>2</sup> a)	$H_{DNI}$ in kWh/(m <sup>2</sup> a)	sp. Ertrag S-PV in kWh/kWp	sp. Ertrag CPV in kWh/kWp
Berlin	52,52	993	787	804	580
Paris	48,86	1088	842	876	628
Korinthos	37,94	1570	1398	1189	1017
Madrid	40,41	1582	1592	1282	1212
Gela	37,07	1767	1844	1392	1136
Bet Dagan	32,00	1929	2001	1464	1478
Kairo	30,06	2026	1958	1524	1495
Alice Springs	-23,70	2251	2492	1680	1916
Assuan	24,07	2463	3059	1805	2309

Die Standard-PV-Systeme wurden mit dem für den jeweiligen Standort optimalen Neigungswinkel installiert.

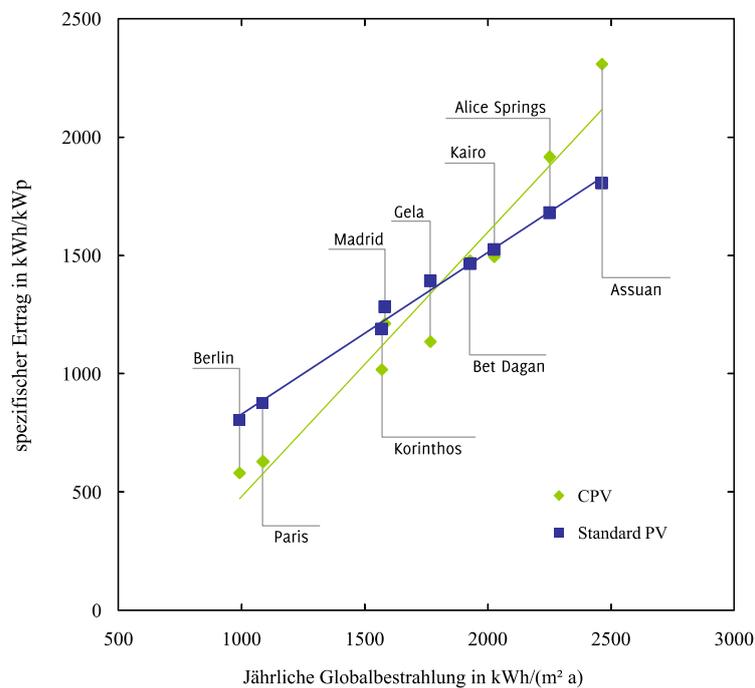
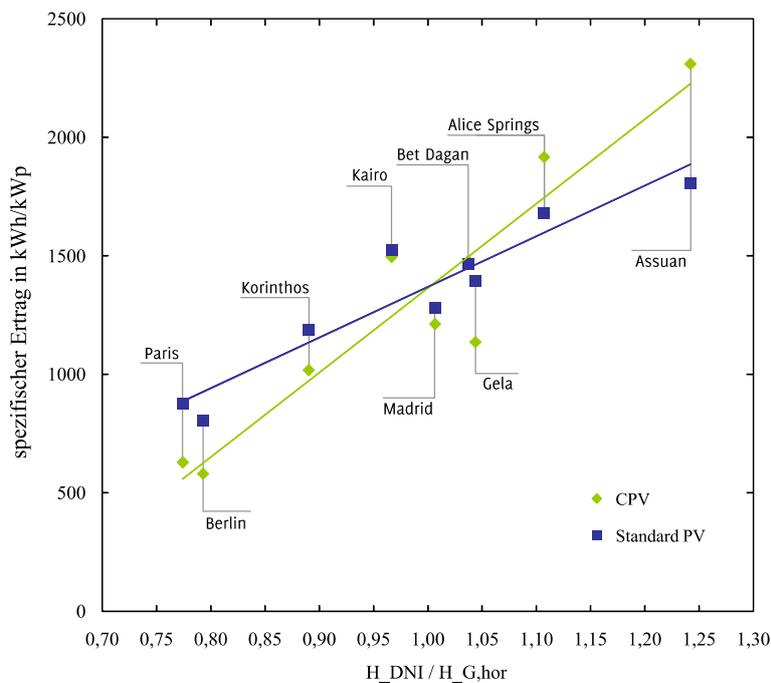


Abbildung 4: Vergleich des spezifischen Ertrages von CPV- und Standard-PV-Anlagen über der jährlichen Globalbestrahlung.

Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wurde für beide Systeme der spezifische Ertrag in kWh/kWp ermittelt. Zu beachten ist hierbei auf jeden Fall, dass die STC-basierte Definition von kWp bei konzentrierenden Systemen in ihrer Sinnhaftigkeit und Aussagekraft sehr umstritten ist.



**Abbildung 5: Vergleich des spezifischen Ertrages in Abhängigkeit des Direktnormalbestrahlungsfaktors.**

Die Ergebnisse der vergleichenden Simulation sind in Abbildung 4 und 5 dargestellt. Wie zu erkennen ist, zeigt sich eine klare Tendenz der spezifischen Ertragssteigerung durch CPV-Systeme bei zunehmender Globalbestrahlung, also an Standorten mit hoher jährlicher Einstrahlung. Dem liegt zu Grunde, dass an solchen Standorten das Verhältnis der direkt-normalen Bestrahlung zur Globalstrahlung steigt – der Anteil der Diffusbestrahlung wird geringer.

Aus Abbildung 5 lässt sich ein einfacher Zusammenhang zur Einschätzung des Mehrertrags durch CPV-Systeme ableiten: Gibt es an einem Standort über das Jahr gesehen mehr direkt-normale Bestrahlung als global-horizontale, kann ein CPV-Park einen größeren spezifischen Ertrag als ein Standard-PV-System generieren.