

# **Energieerträge eines Next2Sun Agri-PV- Systems im Vergleich zu herkömmlichen bifazialen vertikalen PV-Systemen**

Jens Eickelmann

*International Solar Energy Research Center  
ISC Konstanz*

## ZUSAMMENFASSUNG

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse einer am ISC Konstanz durchgeführte Studie zum Energieertrag von vertikal bifazialen PV Systemen zusammen. Ziel der Studie war es, beispielhaft für ein Ost-West-orientiertes PV System an einem Standort in Süddeutschland, den zu erwartenden Energieertrag eines Next2Sun PV Systems mit alternativen vertikal-bifazialen PV Systemen & Modulen zu vergleichen. Die Ertragssimulation wurde mit dem am ISC seit 2015 in Entwicklung befindlichen Simulationsmodell MoBiDiG durchgeführt. Weiterhin wurde für die Systeme der unterschiedliche Einfluss der Verschattung durch den Modulrahmen und das Gestellsystem quantifiziert und bei der Berechnung des Energieertrags entsprechend berücksichtigt.

Der Vergleich des mit dem Next2Sun System & Modul zu erwartenden jährlichen Energieertrags (kWh/kWp/Jahr) mit den alternativen Systemen & Modulen ergibt einen Mehrertrag von bis zu 16% des aktuellen Next2Sun 2025 Systems. Bei Betrachtung des auf die Feldfläche bezogenen spezifischen Jahresertrags (kWh/kWp/m<sup>2</sup>) ergibt sich ein Vorteil des aktuellen Next2Sun 2025 Systems von bis zu 20%.

Autor: Jens Eickelmann

International Solar Energy Research Center Konstanz e.V., Konstanz 2025

## 1. MOTIVATION

Agri-PV-Anlagen, insbesondere wenn sie als vertikale bifaziale PV Systeme ausgelegt sind, erlauben es, die Synergieeffekte zwischen Landwirtschaft und erneuerbarer Energieerzeugung effektiv zu nutzen. Solche vertikalen PV Systeme ermöglichen eine Doppelnutzung der verfügbaren Feldfläche während die Solarmodule regenerativen, emissionsfreien Strom erzeugen, kann gleichzeitig das Land zwischen den Modulreihen weiterhin landwirtschaftlich genutzt werden, wobei sich die Anwesenheit der Solarmodule - je nach Standort – auch positiv auf das Mikroklima und somit auf die Produktivität der landwirtschaftlichen Fläche auswirken kann. Um den Gesamtwert eines solchen Agri-PV Systems so hoch wie möglich zu gestalten wird die Systemauslegung idealerweise in Bezug auf den Energieertrag und unter Berücksichtigung der landwirtschaftlichen Nutzung der Fläche optimiert. Mit dieser Zielsetzung wurde am ISC Konstanz eine entsprechende Studie durchgeführt. Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse dieser Studie zusammen. Ziel der Untersuchung war es, die Energieertragsdifferenzen für Agri-PV-Anlagen des vertikalen Next2Sun-Gesamtkonzepts im Vergleich mit anderen vertikal-bifazialen System zu quantifizieren.

## 2. BESCHREIBUNG DER PV SYSTEME

Um einen objektiven Vergleich zwischen dem Next2Sun System und dem der Mitbewerber („alternatives vertikal-bifazial“) zu ermöglichen, wurde angenommen, dass alle Systeme am gleichen Standort installiert sind. Als Standort wurde die Gemeinde Aasen bei Donaueschingen in Baden-Württemberg gewählt. Grund hierfür ist, dass Next2Sun an diesem Standort bereits ein Agri-PV-System betreibt.



**Abbildung 1:** Traktor bei der Mahd an einem Next2Sun Agri-PV System (Bildquelle: Next2Sun)

## **2.1 Standort Aasen: geographische Lage und Wetterdaten**

Aasen liegt in Baden Württemberg in der Gemeinde Donaueschingen. Die geographischen Koordinaten lauten wie folgt:

- 47° 59' nördlicher Breite
- 8° 33' östlicher Länge
- 679 m Höhe über N.N.

Die Wetterdaten wurden aus der Meteonorm-Datenbank (Version 8.0) für den Standort Aasen entnommen, womit für jeden Zeitpunkt im Jahr (stündliche Auflösung) ein Wert für die Sonneneinstrahlung, die Temperatur und die Windgeschwindigkeit zur Verfügung steht. Diese Werte werden dann als Eingabeparameter für die Berechnung der jeweiligen elektrischen Momentanleistung der PV-Systeme verwendet. Die jährlichen Werte für Aasen lauten:

- Kumulative Globale Horizontalstrahlung (GHI): 1175 kWh/m<sup>2</sup>
- Kumulative diffuse Horizontalstrahlung (DHI): 575 kWh/m<sup>2</sup>
- Durchschnittliche Umgebungstemperatur: 8,5°C
- Durchschnittliche Windgeschwindigkeit: 2,9 m/s

Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten wurde außerdem angenommen, dass die PV-Systeme auf einer ebenen horizontalen Fläche installiert wurden und keine Abschattung durch Bäume oder Geländeerhebungen in der näheren Umgebung erfolgt.

Für den in Aasen typischen Grasuntergrund wurde über das Jahr hinweg ein durchschnittlicher Albedo von 20% angenommen.

## **2.2 Ausrichtung und Reihenabstand**

Für alle vertikal-bifazialen PV-Systeme wurde eine Ost-West-Ausrichtung angenommen, wobei die Modul-Vorderseite jeweils in Richtung Osten ausgerichtet ist. Die Höhe der Modulunterkante über dem Untergrund beträgt für alle Systeme 0,8 m. Der Reihenabstand wurde so gewählt, dass für alle Systeme jeweils der gleiche Reihenverschattungswinkel vorliegt. Auf diese Weise sind die Verluste beim Energieertrag durch gegenseitige Verschattung der Reihen für alle Systeme identisch und beeinflussen somit nicht den Vergleich zwischen den verschiedenen Systemkonfigurationen.

### 2.3 Systemspezifikationen

Insgesamt wurden zwei verschiedene Systemkonfigurationen mit insgesamt 4 unterschiedlichen Modultypen miteinander verglichen. Zwei der Systeme sind von Next2Sun, zwei von alternativen Anbietern. Das aktuelle System von Next2Sun ist unter dem Namen „Next2Sun 2025“ aufgeführt. Die Auflistung befindet sich in Tabelle 1.

Für alle Systeme wurde ein einheitlicher Reihenverschattungswinkel von 12,4° angenommen. Der Reihenabstand berechnet sich dementsprechend aus dem Tangens der Kollektorhöhe. Bei der Systemkonfiguration mit zwei übereinander angeordneten Modulen (Stack) besteht zudem eine Lücke (Gap) von 0,126m zwischen den Modulen.

Weiterhin wurden sowohl die Systemgeometrie, wie auch die Rahmengenometrie der Referenz Solar-Module analysiert und mit dem in [i] untersuchten Szenario verglichen. Die Ergebnisse wurden in die Berechnung des Energieertrags miteinbezogen.

Tabelle 1: System- & Modulspezifikationen

#	System-konfig.	Modultyp	Modul-leistung	Modul-rahmen	Modul-ausrichtung	Stack	Gap Y	Reihen-abstand
1	Next2Sun 2025	Next2Sun HSN-210R-120	555W	Nein	Landscape	2	0,126 m	10,8 m
2	Next2Sun	Huasun HS-B144DS460	460W	Nein	Landscape	2	0,126 m	10 m
3	Alternativ	Luxor ECO LINE N-TYPE HJT GG BIF M132	700W	Ja	Portrait	1	0 m	10,8 m
4	Alternativ	Jinko 66HL4M-BDV	615W	Ja	Portrait	1	0 m	10,8 m

## 2.4 Simulation des Energieertrags mit MoBiDiG

Da die Wahl des Inverter-Modells und im Allgemeinen die Auslegung der AC-Seite des PV Systems unabhängig von der eigentlichen Technologie und Konfiguration des vertikal-bifazialen PV Systems ist, wurden die Ertragssimulationen für die DC-Werte des Systems durchgeführt.

Die Simulation des DC-Energieertrags wurde dabei – unter Verwendung der oben angegebenen Eingabeparameter sowie der von den Modulherstellern zur Verfügung gestellten .pan-files - mit dem am ISC eigens für bifaziale und für vertikal-bifaziale PV Systeme optimierte Simulationsmodell MoBiDiG („modelling of bifacial distributed gain“, siehe z.B. [ii],[iii],[iv] durchgeführt. Dabei wurden die in 2.3 beschriebenen Erkenntnisse mit einbezogen.

Die Ergebnisse dieser Simulationen sind in Tabelle 2 aufgeführt. Unter Berücksichtigung der zu Beginn angegebenen Reihenabstände der Systeme, zur Erfüllung des gleichen Verschattungswinkels, ergibt sich mit dem aktuelle Next2Sun 2025 System & Modul ein um bis zu 16% höherer jährlicher spezifischer Systemertrag und ein um bis zu 20% höherer jährlicher Energieertrag pro Feldfläche als bei den Vergleichssystemen.

Tabelle 2: jährlicher spezifischer DC-Energieertrag unter Berücksichtigung der verschattungsgebenden Elemente und prozentualer Mehrertrag des Next2Sun-Systems im Vergleich zu alternativen Systemen

#	System-konfig.	Modultyp	Spezifischer Energieertrag pro Jahr [kWh/kWp]	Jährlicher Energieertrag pro Feldfläche [kWh/m2]
1	Next2Sun 2025	Next2Sun HSN-210R-120	1222,90	52,15
2	Next2Sun	Huasun HS-B144DS460	1168,47	47,15
3	Alternativ	Luxor ECO LINE N-TYPE HJT GG BIF M132	1065,09	43,89
4	Alternativ	Jinko 66HL4M-BDV	1027,37	41,67

Neben dem jährlichen spezifischen Energieertrag wurde auch der monatliche spezifische Energieertrag simuliert und in Abbildung 1 visualisiert. Die Simulation zeigt, dass die rahmenlosen in „Landscape“ Orientierung gedrehten Module von Next2Sun vor allem in den Sommermonaten ein deutlich erhöhten spezifischen Energieertrag liefern, wobei das aktuelle Next2Sun 2025 System über alle Monate den höchsten spezifischen Energieertrag liefert.

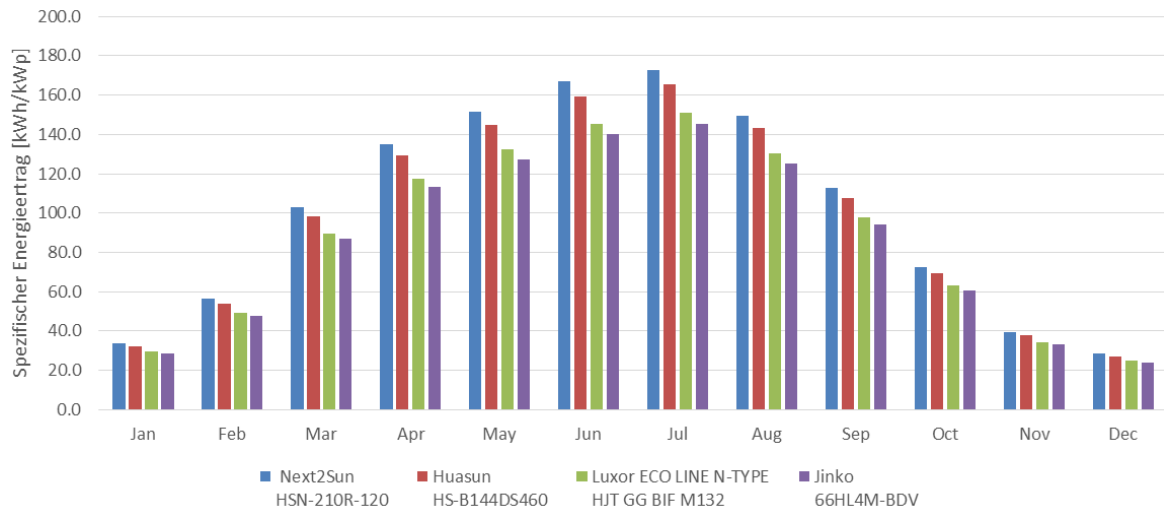


Abbildung 1: Monatlicher Vergleich der Next2Sun & alternativen Systeme

## 2.5 Schlussfolgerung

Ziel der vorliegenden Studie war es, den zu erwartenden jährlichen Energieertrag alternativer vertikal-bifazialer PV Systeme mit dem des Next2Sun Systems zu vergleichen. Dabei wird angenommen, dass die Systeme am gleichen Standort und mit vergleichbarer Geometrie (Ausrichtung, Verschattungswinkel, Höhe über dem Untergrund ...) installiert werden.

Das ISC Konstanz hat alle hierfür erforderlichen Daten und Informationen über den Standort, die verwendeten PV Module sowie die Gestellsysteme gesammelt, eine Literaturstudie durchgeführt und von Next2Sun zur Verfügung gestellte Felddaten analysiert. Auf Basis dieser Daten wurde am ISC für alle PV Systeme der Energieertrag mittels des ISC-eigenen Simulationsmodells MoBiDiG berechnet und der jeweilige Einfluss der Verschattung durch Modulrahmen und Gestellsystem evaluiert.

Der Vergleich des mit dem Next2Sun System & Modul zu erwartenden jährlichen Energieertrags (kWh/kWp/Jahr) mit den alternativen Systemen & Modulen ergibt einen Mehrertrag von bis zu 16% des aktuellen Next2Sun 2025 Systems. Bei Betrachtung des auf die Feldfläche bezogenen spezifischen Jahresertrags (kWh/kWp/m<sup>2</sup>) ergibt sich ein Vorteil des aktuellen Next2Sun 2025 Systems von bis zu 20%. Aus der Analyse der Systeme ergab sich, dass der signifikant höhere Ertrag des Next2Sun Systems durch die grundlegend ertragsoptimierte Bauweise des gesamten Systems erzielt werden kann.



## *Literatur*

---

[i] Jorge Rabanal Arabach, Andreas Schneider , Milica Mrcarica , Radovan Kopecek ,“The Need of Frameless Mounting Structures for Vertical Mounting of Bifacial PV Modules, proceedings of the 32nd EUPVSEC, Munich, 2016

[ii] D. Berrian, “Accuracy of Ray Tracing and View Factor Optical Models For Energy Yield Prediction of Fixed Tilt and Tracked Bifacial PV Systems”, Dissertation Universität Freiburg 2020

[iii] I. Shoukry, J. Libal, R. Kopecek, E. Wefringhaus and J. Werner, “Modelling of Bifacial Gain for Stand-alone and in-field Installed Bifacial PV Modules,” Energy Procedia, vol. 92, pp. 600-608, 2016.

[iv] Djaber Berrian, Joris Libal, Markus Klenk, Hartmut Nussbaumer, Radovan Kopecek, “Performance of Bifacial PV Arrays with Fixed Tilt and Horizontal Single Axis Tracking: Comparison of Simulated and Measured Data”, IEEE Journal of Photovoltaics, 2019