

## **Unsere Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 (2023)**

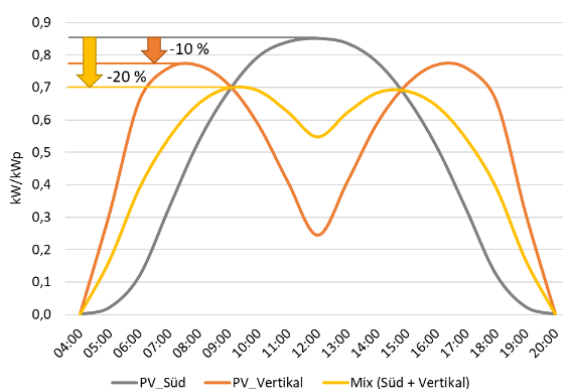
Im Folgenden möchten wir Sie auf das Thema der ‚netzdienlichen Photovoltaikanlagen‘, insbesondere auf das vertikale bifaziale PV-Anlagenkonzept aufmerksam machen, da wir hier enormes Synergie- und Optimierungspotenzial im Zusammenhang mit zukünftigen dekarbonisierten Energiesystemen und folglich auch dem NEP 2023 sehen.

Aus dem aktuellen Entwurf des NEP 2023 geht hervor, dass solche netzdienlichen PV-Konzepte kaum bis keine Berücksichtigung bei der Modellierung des zukünftigen Energiesystems gefunden haben. Unserer Meinung und nach Auffassung der Wissenschaft kann das netzdienliche Einspeiseverhalten des vertikalen bifazialen PV-Konzepts zu signifikanten volks- und betriebswirtschaftlichen Mehrwerten bzw. Minderkosten bei der Energiewende auf Energiesystem- sowie Netzebene führen, die unserer Auffassung nach dringend in Energiesystemmodellierungen des zukünftigen Energiesystems berücksichtigt werden sollten. Bitte entnehmen Sie weitere Details dem folgenden Text.

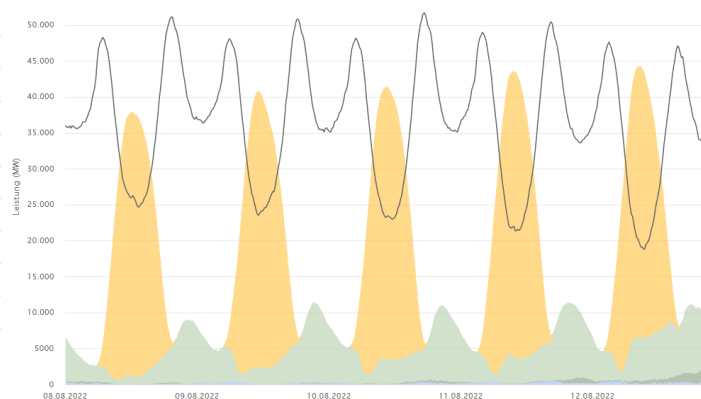
## 1. Allgemein

„Vertikale bifaziale Photovoltaik kann dazu beitragen, [...] Klimaziele zu geringeren Kosten zu erreichen und sollte in künftigen klimaneutralen Energiesystemen eine wichtige Rolle spielen“, weshalb „[...] Entscheidungsträger den Markteintritt dieser Technologie fördern sollten“ (Chudinzow et al., 2020).

Die hohe Durchdringung von konventioneller, hauptsächlich südausgerichteter Photovoltaik führt bereits heute sowohl auf regionaler Verteilnetzebene als auch auf nationaler sowie europäischer Energiesystemebene zu großen Herausforderungen bei der praktischen Umsetzung der Energiewende. Die sich auf die Mittagsstunden konzentrierende nicht bedarfsgerechte Einspeisung von konventionellen PV-Konzepten wird mittel- bis langfristig nur zusammen mit entsprechenden ressourcenintensiven und volkswirtschaftlich teuren, intelligent eingebundenen Speichertechnologien funktionieren und führt in Verteilnetzen zu einer ineffizienten Ausnutzung der Netzinfrastruktur, sodass hohe Netzausbaukosten, insbesondere in ländlichen Räumen „befürchten sind. Schon heute wird die nicht vorhandene Restkapazität des Netzes regelmäßig zum Bottleneck für geplante PV-Projekte. Mit Blick auf die zu erreichenden Klima- und Ausbauziele sollte der Fokus daher dringend auf bereits existierende netzdienliche PV-Anlagenkonzepte, wie der vertikalen PV gelegt werden (Chudinzow et al., 2020; Reker et al., 2022).

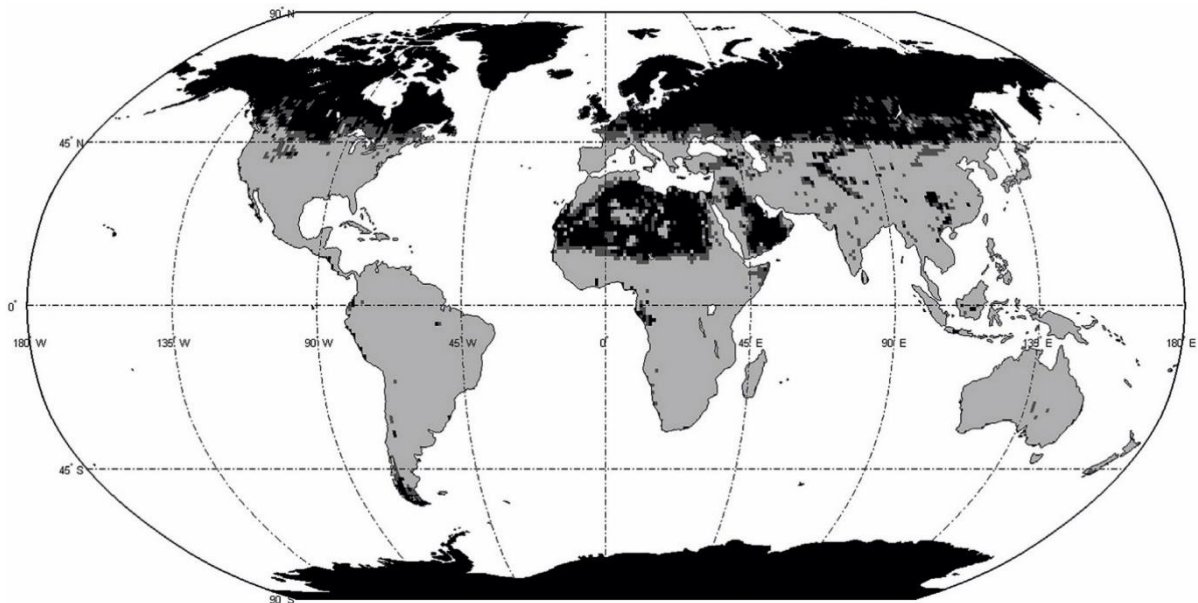


**Abb. 1:** Einspeiseprofile von PV\_Vertikal, PV\_Süd und Mix (Süd+Vertikal). Reduzierung der Leistungsspitzen und zeitliche Verschiebung der Erzeugungsspitzen wird deutlich.



**Abb. 2:** Stromerzeugung PV & Wind sowie Residuallastverlauf in Deutschland in Woche 32 2022. Residuallast zeigt hohe Korrelation zu Einspeiseprofil von PV\_Vertikal (Fraunhofer ISE, 2023).

**Vertikale PV-Anlagen** weisen aufgrund ihrer geometrischen Eigenschaften ein besonders netzdienliches Einspeiseverhalten auf, welches sich durch Produktionsspitzen in den Morgen- und Abendstunden auszeichnet (Abb. 1). Damit speisen vertikale Anlagen komplementär zu den dominierend vorkommenden südausgerichteten PV-Anlagenkonzepten ein und können somit entscheidend zu einer bedarfsgerechten (Abb. 2) und weniger volatilen Einspeisung der Erneuerbaren beitragen, ohne dabei Ertragsverluste in Kauf zu nehmen. Ganz im Gegenteil: Vertikale Anlagen erzielen in unseren Breitengraden sogar höhere spez. Erträge als konventionelle PV-Anlagen (Guo et al., 2013; Chudinzow et al., 2020) (vgl. Abb. 3). Folglich ergeben sich bei der Nutzung von vertikalen PV-Systemen erhebliche volkswirtschaftliche Vorteile sowohl für das Verteilnetz als auch das Energiesystem als Ganzes:

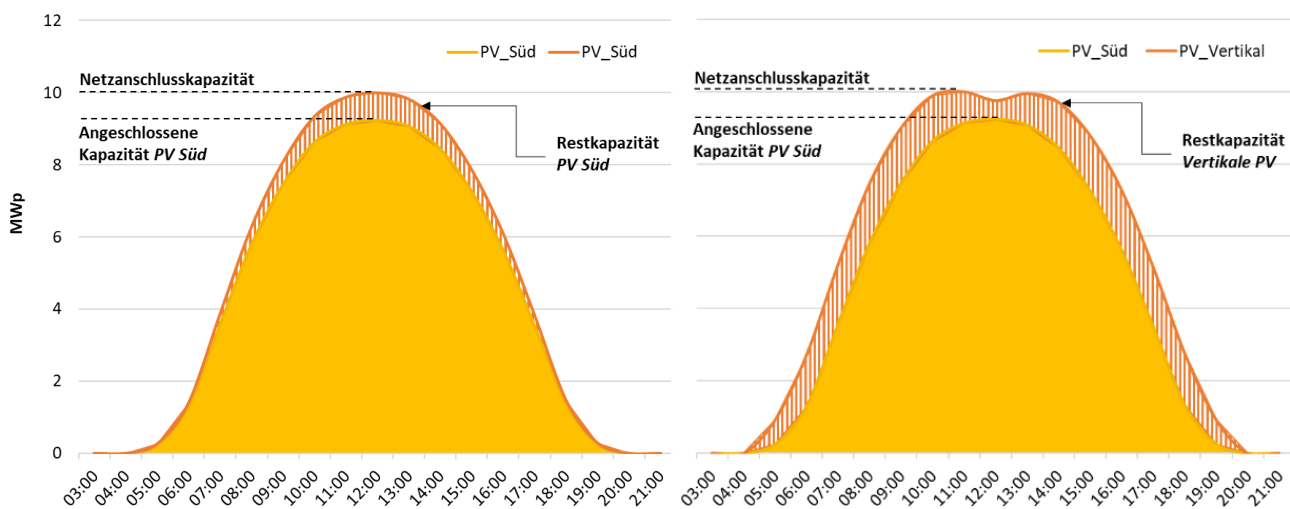


**Abb. 3:** Weltkarte, die darstellt, welches PV-System an einem bestimmten Ort zu einer besseren Leistung führt. Schwarz: PV\_Vertikal. Hellgrau: PV\_Süd. Dunkelgrau: Beiden Systeme liefern vergleichbare Leistung (Guo et al., 2013).

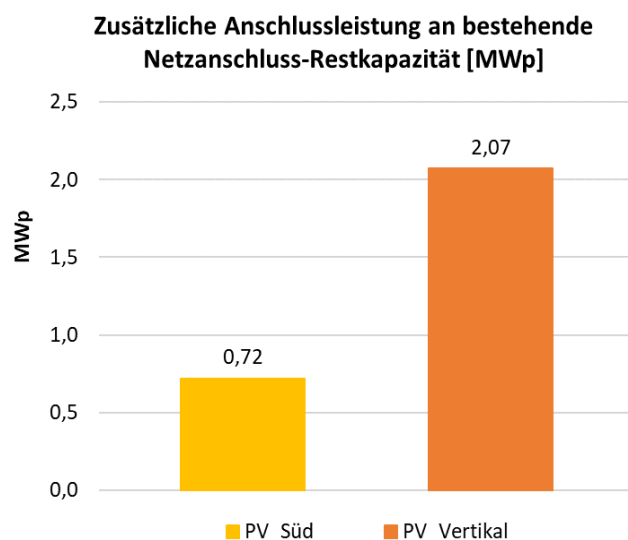
## 2. Einfluss der Vertikalen Photovoltaik auf Netzebene

Neben der reinen Beschleunigung von Netzanschlüssen sollte zudem, aufgrund der stetig abnehmenden Kapazitäten des Verteilnetzes, dessen bessere Ausnutzung der Restkapazitäten im Fokus stehen. Vertikale PV-Anlagen ermöglichen neben einer effizienteren Ausnutzung ebenso die Erhöhung der Anschlussmöglichkeiten an bestehende Netzinfrastruktur und tragen somit zu stark verminderten Netzausbaukosten bei.

Der Einsatz von vertikaler PV besitzt im Vergleich zu konventioneller PV das Potential ca. **27 % höhere Anlagenleistungen** und **Stromerträge** an der **gleichen Netzinfrastruktur integrieren** zu können. Darüber hinaus werden durch die bedarfsgerechte Einspeisung und die geringeren Leistungsspitzen Transformatoren und höhergelagerte Stromnetze signifikant entlastet (Lahr et al., 2022)<sup>1</sup>. An bereits durch bestehende EE bebauten Netzanschlüssen mit nur noch geringer Restkapazität, kann vertikale PV sogar zu rund drei Mal so hohen zusätzlichen Anschlussleistungen führen (Abb. 4 u. 5).



**Abb. 5:** Vergleich des möglichen Zubaus an einen bereits mit PV\_Süd bebauten Netzanschluss. Mit Hilfe von PV\_Vertikal (rechts) ist aufgrund der zeitlich breiten Erzeugung ein deutlich stärkerer Zubau als mit PV\_Süd (links) des Netzanschlusses möglich.



**Abb. 4:** Möglicher Leistungszubau von PV\_Süd und PV\_Vertikal an bestehende Netzanschluss-Restkapazität gemäß Abb. 4. PV\_Vertikal ermöglicht den Zubau einer knapp drei Mal höheren Leistung.

<sup>1</sup> Der Einsatz von vertikaler PV kann zu einer Verringerung von Transformatorverlusten von 2 % führen. Außerdem kann mit einer Reduktion der maximalen Rückspeiseleistung in das Hochspannungsnetz um ca. 16 % gerechnet werden (Lahr, 2022).

Nach (Kreifels et al., 2014) würden sich mit der breiten Implementierung von vertikaler Photovoltaik somit **volkswirtschaftliche Minderkosten** beim **Ausbau des Verteilnetzes** von schätzungsweise **35 %** ergeben. Da Verteilnetzbetreiber (VNB) Netzausbaukosten i.d.R. auf den Endkunden in Form der Netzentgelte umlegen, fehlt VNB neben der rechtlichen Möglichkeit, auch der Anreiz bevorzugt netzdienliche PV-Systeme in ihr Netz zu integrieren. Hier sollten vom Gesetzgeber dringend entsprechende Rahmenbedingungen bzw. Anreize geschaffen werden.

### 3. Einfluss der Vertikalen Photovoltaik auf Energiesystemebene

Photovoltaik und Wind gelten als die zwei grundlegenden Säulen bei der Bereitstellung von grünem Strom in dekarbonisierten Energiesystemen der Zukunft. Die volatile, witterungsabhängige und nicht bedarfsgerechte Einspeisung dieser klassischen Erzeugungsformen erfordert demnach die smarte und technisch aufwendige Einbindung von großen Mengen an kurzfristigen sowie langfristigen Speichertechnologien. Auch hier kann eine Integration von netzdienlichen PV-Konzepten mit geringeren indirekten Flexibilisierungskosten für das Energiesystem, wie die vertikale bifaziale Photovoltaik zu signifikanten volkswirtschaftlichen Vorteilen sowie einer Erhöhung der Netzstabilität auf nationaler und europäischer Energiesystemebene führen (Reker et al., 2022):

Der Ausbau von netzdienlicher vertikaler PV führt, aufgrund der bedarfsgerechten Einspeisung und den geringeren Leistungsspitzen, zu einem signifikant geringeren Bedarf an Speichern und Flexibilitäten (Chudinzow et al., 2020, Reker et al., 2022). Die Studie nach (Chudinzow et al., 2020) kommt zu dem Ergebnis, dass durch den Einsatz von vertikaler PV etwa 10 % der Speicherkapazität im deutschen Energiesystem eingespart werden kann und dadurch geringere volkswirtschaftliche Gesamtkosten bei der Transformation desselben entstehen. (Chudinzow et al., 2020, Reker et al., 2022) beziffern den **Anteil vertikaler PV** an der Gesamt-PV-Leistung in einem kosten- und CO<sub>2</sub>-Ausstoß **optimierten** zukünftigen **Energiesystem** mit **70-80 %**.

Zudem können im Jahr 2030 durch eine Steigerung des Autarkiegrades von Wind und PV in Höhe von 300 Stunden, pro Jahr bis zu 20 TWh Gas und 10 MT CO<sub>2</sub> pro Jahr eingespart werden (Reker et al., 2022).

Des Weiteren können gezielt nach Süden und Norden ausgerichtete vertikale Anlagen zu einer saisonal ausgeglichenen PV-Einspeisung beitragen, da diese im Vergleich zu konventionellen PV-Konzepten deutlich höhere Erträge in den

Wintermonaten erzielen können. Somit wird das Risiko von Dunkelflauten vermindert und es können gezielt Langzeitspeicherkapazität einspart werden. (Reker et al., 2022) empfiehlt daher den Einsatz von nach Süden und Norden ausgerichteten vertikalen PV-Anlagen insbesondere an schwachen Windertragsstandorten.

Ein weiterer Grund für einen nennenswerten Ausbau von vertikaler PV liegt in der mittel- bis langfristigen Aufrechterhaltung der PV-Marktwerte. Durch den massenhaften Ausbau von konventioneller PV zeigen sich schon jetzt deutliche Marktwertverluste für konventionelle PV-Konzepte durch Kannibalisierungseffekte. Vertikale PV stabilisiert langfristig den Marktwert durch die zeitlich komplementäre Einspeisung und sorgt damit für einen geringeren langfristigen Förderbedarf innerhalb der PV-Branche (Chudinow et al., 2020).

„Daher sollten Entscheidungsträger die Förderregelungen so anpassen, dass energiesystemkostensenkende [netzdienliche] Technologien höhere Förderungen erhalten können. Dies würde dazu beitragen, die Gesamtkosten der [nationalen] und europäischen Energiewende zu senken“ (Chudinow et al., 2020).

Gerne stehen wir Ihnen für jegliche Rückfragen zu unseren Ausführungen und Anregungen zur Verfügung.

Dillingen, 25.04.2023



Next2Sun AG

Heiko Hildebrandt, CEO

## Literatur

- Chudinow, D., Nagel, S., Güsewell, J., Eltrop, L. (2020). Vertical bifacial photovoltaics – A complementary technology for the European electricity supply? Applied Energy, 264. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114782>
- Fraunhofer ISE. (2023). Energy-Charts. Fraunhofer-Institut Für Solare Energiesysteme ISE. <https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=de&c=DE>
- Guo, S., Walsh, T., Peters, M. (2013). Vertically mounted bifacial photovoltaic modules: A global analysis. Energy, 61, 447–454. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2013.08.040>
- Lahr, S. (2022). Bottom-Up GIS-Potentialanalyse, Auswirkungen der Netzintegration sowie Bewertung der Nachhaltigkeit von vertikaler bifazialer Agri-Photovoltaik. <https://doi.org/10.24406/PUBLICA-213>
- Lahr, S., Rafael, F. (2022). Grid Integration Impacts of Vertical Bifacial Agri-Photovoltaicser
- Reker, S., Schneider, J., Gerhards, C. (2022). Integration of vertical solar power plants into a future German energy system. Smart Energy, 7, 100083. <https://doi.org/10.1016/J.SEGY.2022.100083>



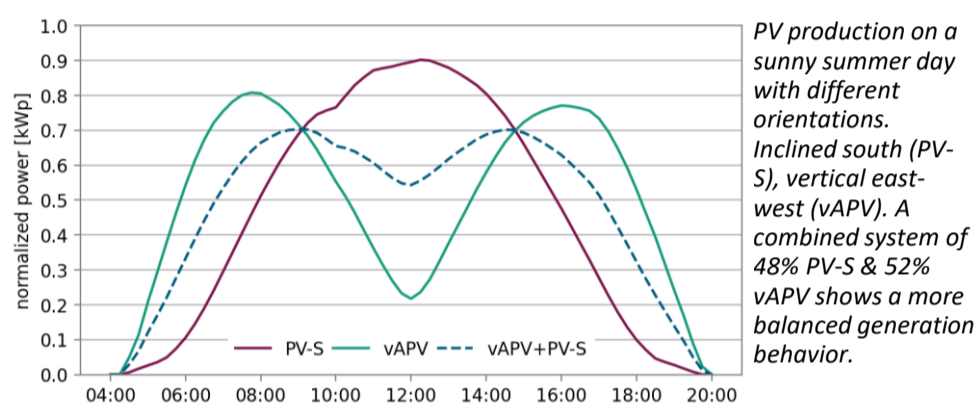
How vertical bifacial photovoltaic systems can contribute to a sustainable grid utilization.

S. Lahr<sup>1</sup>, R. Fritz<sup>2</sup>

<sup>1</sup>M.Sc. Renewable energies and energy efficiency, Research officer at Next2Sun AG. Franz-Meguin-Str. 10a, 66763 Dillingen (Germany), <sup>2</sup>Product Manager Solar Forecasts at Fraunhofer IEE, Joseph-Beuys-Straße 8, 34117 Kassel (Germany)

## Motivation

Preventing the climate catastrophe requires a scaling of the current German ground-mounted photovoltaic (GM-PV) system capacity by a factor of eleven to at least 150 GWp [1][2]. To make this massive expansion sustainable, an immense increase in demand for land-neutral and grid-supporting PV technologies is expected to mitigate emerging land-use conflicts and reduce overall societal grid expansion and grid flexibility costs. **Vertical bifacial agri-photovoltaics (vAPV)** has the potential to meet both needs due to its **complementary** and **flexible feed-in behavior** compared to conventional GM-PV.



## Impacts of vAPV on the future energy system

### Methodology

- Residual load optimization of the climate neutral German energy system was performed depending on the share of vAPV in the PV-GM portfolio and compared to a reference scenario.

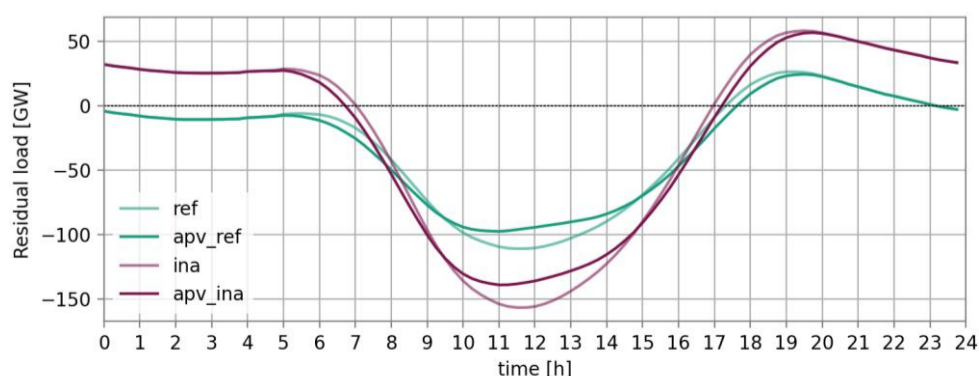
### Key results

The analysis showed that the expansion of vAPV contributes to significant reduction of residual load peaks and gradients of 10 and 5 %, respectively for an optimal share of vAPV in the total PV portfolio and in the PV-GM portfolio of 20 and 50 %, respectively. Further results are:

- The optimized energy system requires a vAPV capacity of 60 - 90 GWp and a PV-S share of only 30 % of the total PV portfolio.
- vAPV leads to a reduction of the positive residual energy by 5 %.
- vAPV leads to an increase of storage full load hours.

### Implications

- Reduction of required capacity of flexible generators and loads (gas-fired power plants, batteries, heat pumps, power-to-X).
- Reduction of requirements for flexibility of flexible generators and loads.
- Reduction of temporal dependence on storages and fossil fuels.



Comparison of the modeled mean daily variation of the residual load between PV-S and vAPV scenarios for two different energy system extension scenarios (Reference & Inacceptance) 2045.

## Impacts of vAPV on a mid-voltage grid

### Methodology

- Calculation of grid infrastructure loads in a rural medium voltage grid using dynamic load flow calculations for a reference scenario 'PV-S' and a feed-in optimized scenario 'vAPV + PV-S'. The grid states are then compared.

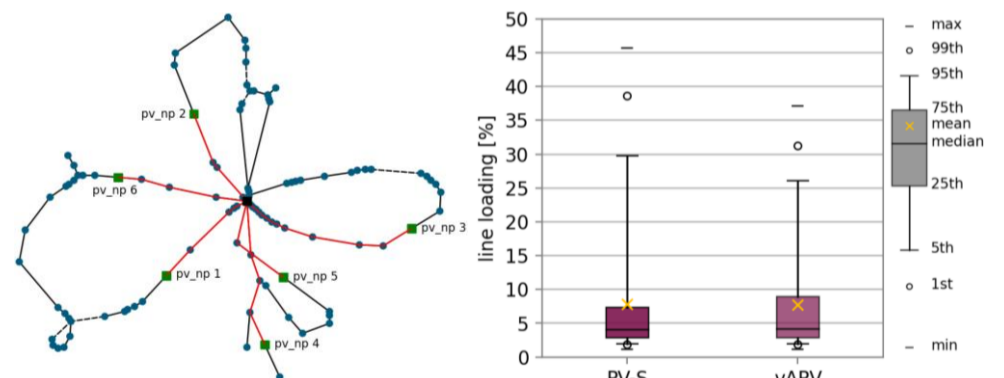
### Key results

The simulation resulted in significantly lower maximum loads on the grid resources with the integration of vAPV. Maximum loads of lines and transformers could be relieved by an average of 19 and 16 %, respectively. The maximum power fed back into the high-voltage grid was reduced by 16 %. vAPV further enables:

- Increase in the power that can be integrated in the grid by almost 27 % without placing a greater load on the grid infrastructure.
- Reduction of maximum feed back line loads by an average of 19 %.
- Reduction of transformer losses by 2 %.
- Reduction of peak voltages by an average of 0.17 %p and up to 1.0 %p.

### Implications

- Less demanding design of grid infrastructure on medium- and high-voltage level.
- Later or less extensive grid expansion.
- Lower voltage maintenance requirements in the distribution grid (e.g. provision of inductive reactive power to reduce voltages).
- Advantages in grid expansion costs and grid stability.



Topology of the rural medium voltage grid model [3]. Feed back lines to the substation are indicated in red. Network users in blue.

Comparison of the statistical distribution of the determined mean loads of the feed back lines for both scenarios.

## Conclusion and Outlook

The advantages of vAPV compared to conventional PV-S systems could be clearly worked out in terms of grid efficiency. To make the expansion of the GM-PV segment sustainable, the dual use of agricultural land in the form of vAPV shows a great potential to ensure preservation of agricultural land as well as a cost-optimized and stable power grid.

### Future work:

- Determination of the reduced costs of the energy transition resulting from the vAPV grid serviceability.
- Validation of the results with other grid integration approaches.
- Consideration of el. demand in grid simulation to investigate further potential due to demand-orientated power generation of vAPV.
- Consideration of seasonal balancing effect of south-facing vAPV.

1 Prognos, Öko-Institut, & Wuppertal-Institut. (2021). Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann - Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. www.stiftung-klima.de

2 Sterchele, P., Brandes, J., Heilig, J., Wrede, D., Kost, C., Schlegel, T., Bett, A., & Henning, H.-M. (2020). Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen.

3 Meinecke, S., Sarajlić, D., Drauz, S. R., Klettke, A., Lauven, L. P., Rehtanz, C., Moser, A., & Braun, M. (2020). SimBench-A benchmark dataset of electric power systems to compare innovative solutions based on power flow analysis. Energies, 13(12). <https://doi.org/10.3390/EN13123290>



More information on the methodology can be found here.





# Studie – Analyse innovativer Anlagendesigns für ein strommarktoptimiertes PV-Portfolio

enervis energy advisors GmbH

Dezember 2022

# Executive Summary

## Erlös- perspektiven für innovative PV

- Durch ihre spezielle Ausrichtung und atypisches Erzeugungsprofil erzielen Senkrecht Bifaziale Ost-West und Steil-Süd ausgerichtete Anlagendesigns in der Analyse deutliche Marktwertvorteile gegenüber Standard Süd ausgerichteten Anlagen.
- Die Profilwerte innovativer PV liegen deutlich über dem Referenz-Profilwert PV, dadurch lassen sich beträchtliche Mehrerlöse am Markt erzielen.
- Die Marktwertvorteile und Mehrerlöse der innovativen PV-Anlagendesigns Steil-Süd und Senkrecht Bifazial Ost-West sind bei starkem PV-Zubau hinreichend groß, um auch bei höheren Investitionskosten gute Renditen zu erzielen.

## Systemkosten Optimiertes PV- Portfolio

- Beim großem geplanten PV-Zubau wird das PV-Anlagendesign und der Einfluss des Erzeugungsprofils ein immer wichtigerer Bestandteil eines volkswirtschaftlich optimalen Zubaus von PV-Anlagen.
- Vor allem Senkrecht Bifaziale Ost-West Anlagendesigns in Kombination mit landwirtschaftlicher Nutzung auf derselben Fläche können ein wichtiger Bestandteil des PV-Technologie-Mix bei steigenden PV-Erzeugungsanteilen an der Gesamtstromdeckung sein.

# Inhalte

## 1. Erlösperspektiven für PV mit optimierten Erzeugungsprofilen

### 1.1 Ertragsmodellierung

### 1.2 Erlösmöglichkeiten

### 1.3 Wirtschaftlichkeitsrechnung

### 1.4 Fazit

## 2. Systemkostenreduktion durch optimiertes PV-Portfolio

### 2.1 Vereinfachte Modellierung eines Energiesystems 2030

### 2.2 Strommarktoptimiertes PV-Portfolio

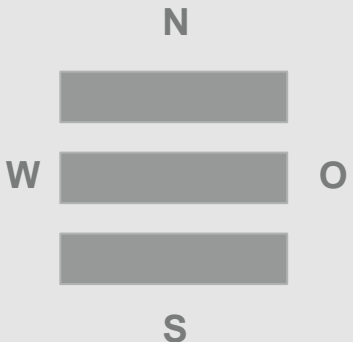
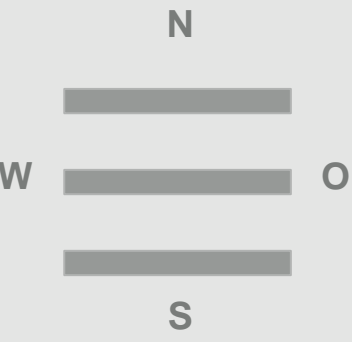
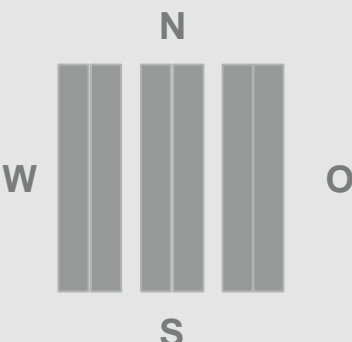




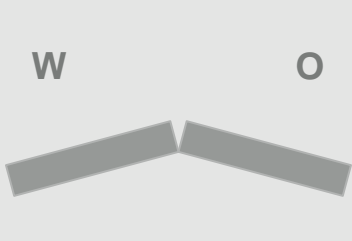

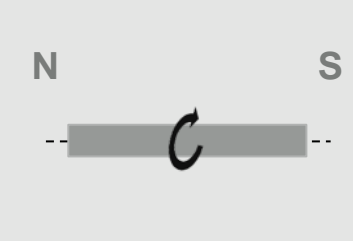
## 3. Anhang

# 1. Erlösperspektiven für PV mit optimierten Erzeugungsprofilen

## 1.1 Ertragsmodellierung

# Ausrichtung und Neigung der PV-Anlagendesigns

Je nach Anlagendesign ergeben sich unterschiedliche Ausrichtungen und Neigungen die hier dargestellt sind.

Standard Süd	Steile Süd- ausrichtung	Flach Ost-West	Senkrecht Bifazial Ost-West	1-achsiger Tracker
Ausrichtung				
				
Neigung				
				



# Annahmen zu den modellierten PV-Anlagendesigns

Für alle Anlagendesigns wurde ein repräsentativer Standort für Deutschland, eine 1 MW Referenzanlage und ein DC/AC Ratio von 1,2 definiert. GCR = Ground Coverage Ratio

## Standard Süd

- Ausrichtung 180° Süd, 20° Neigung, 0,65 GCR
- Großteil der aktuell installierten Freiflächen-PV-Projekte
- Große Bebauungsdichte möglich

## Steile Südausrichtung

- Ausrichtung 180° Süd, 70° Neigung, 0,30 GCR
- Möglichkeit der Doppelnutzung mit Landwirtschaft im Zwischenbereich

## Flach Ost-West

- Ausrichtung Ost-West 90/270°, 15° Neigung, 0,71 GCR
- Große Bebauungsdichte durch flache Ausrichtung möglich

## Senkrecht Bifazial Ost-West

- Ausrichtung Ost-West 90/270°, 90° senkrechte Aufständering, 0,20 GCR, bifaziale Module
- Doppelnutzung mit Landwirtschaft im Zwischenbereich

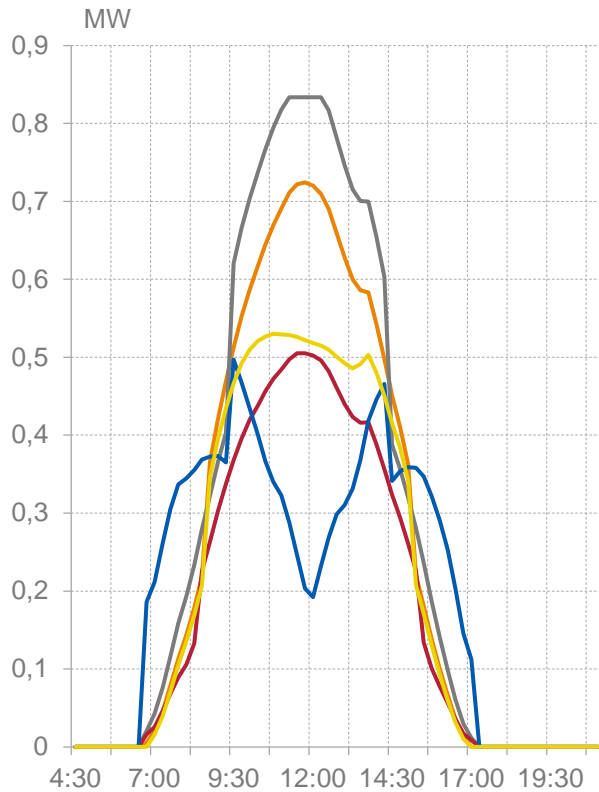
## 1-achsiger Tracker

- Ausrichtung 180° Süd, Neigung variabel  $\pm 30^\circ$ , 0,57 GCR, horizontale Aufständering und Nachführung über Sonnenverlauf über Tag, Möglichkeit der Doppelnutzung mit Landwirtschaft

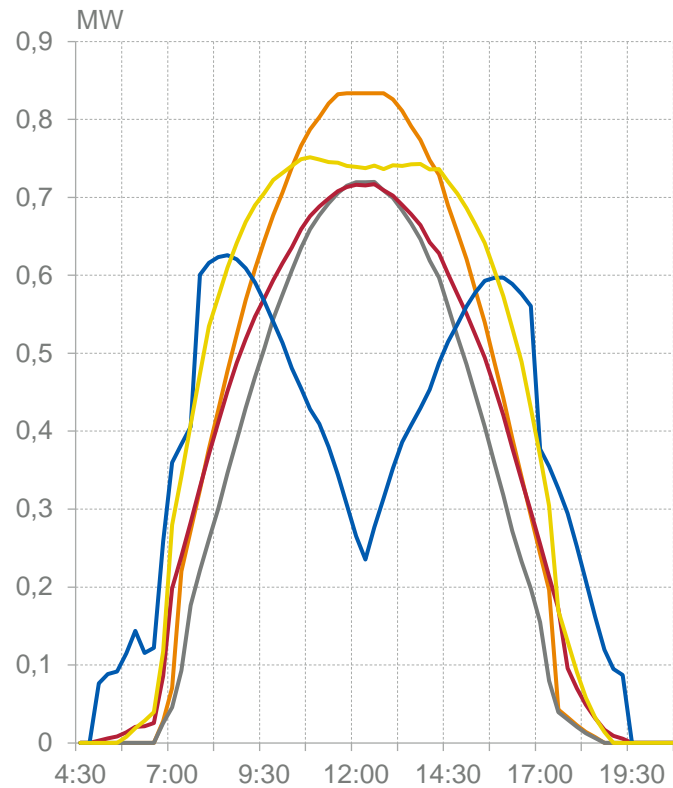
# Visualisierung der Erzeugungssprofile

Repräsentativer Standort für Deutschland; Auflösung Viertelstunde; 1 MW Referenzanlage; DC/AC Ratio von 1,2 für alle Anlagendesigns; jeweils Beispieltage

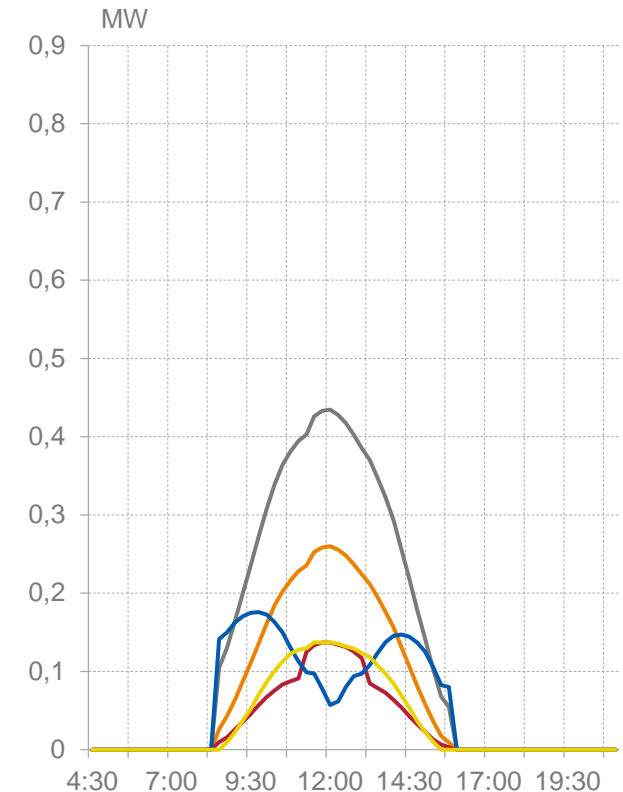
## Übergangszeit



## Sommer



## Winter



— Standard Süd — Steile Südausrichtung — Flach Ost-West — Senkrecht Bifazial Ost-West — 1-achsiger Tracker

# Analyse der Unterschiede der Erzeugungsprofile

Je nach Anlagendesign ergeben sich Vor- bzw. Nachteile bei der Erzeugungsstruktur im Jahresverlauf.  
Standort: 50°11'17,8"N 11°18'50,6"E in Oberfranken mit jährlicher Globalstrahlung von 1126 kWh/m<sup>2</sup>

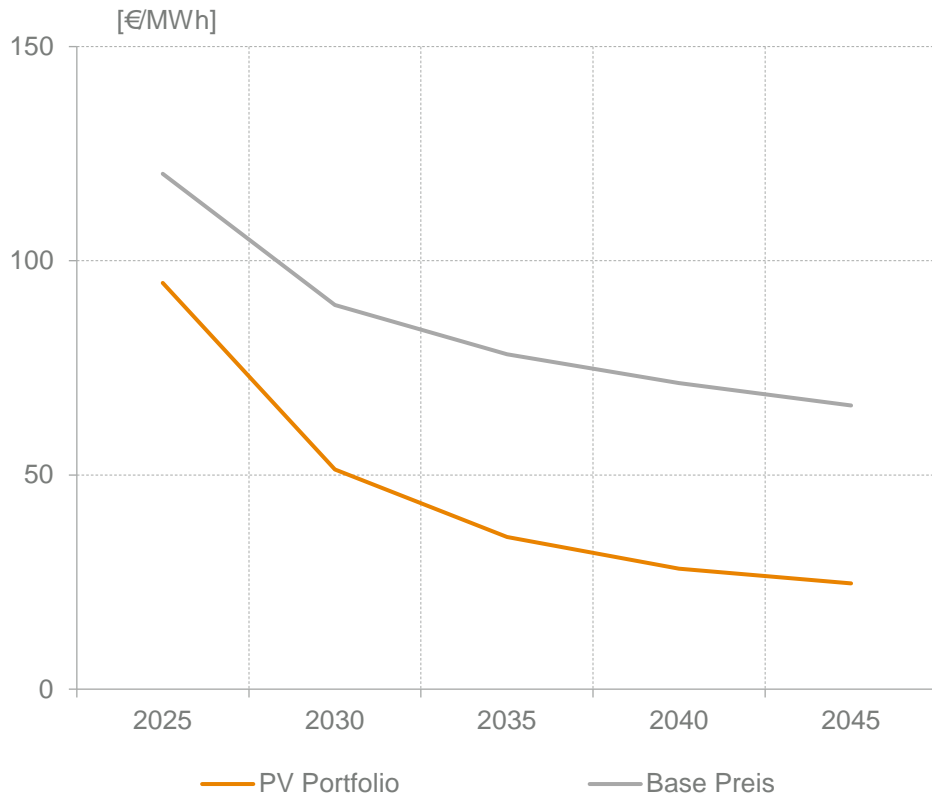
Anlagen- design	Übergangszeit	Sommer	Winter	VLS [MWh/MW <sub>p</sub> ]
<b>Standard Süd</b>	Wechselrichter-Leistungsbegrenzung wird nicht erreicht, klassisches PV-Erzeugungsprofil	Unterdimensionierter Wechselrichter (DC/AC Ratio) kappt Erzeugungsspitzen um Mittagszeit	Mehr Erzeugung als 1-achsiger Tracker durch steilere Aufständering	<b>1014</b>
<b>Steile Süd-ausrichtung</b>	Mehr Erzeugung durch großen Neigungswinkel bei flachem Sonnenstand	Steile Ausrichtung führt bei hohem Sonnenstand zu einer geringeren Erzeugung	Flacher Sonnenstand wird durch steile Aufständering optimal ausgenutzt	<b>992</b>
<b>Flach Ost-West</b>	Flache Aufständering führt zu geringerer Erzeugung bei niedrigerem Sonnenstand	Breiteres Erzeugungsprofil durch Ausrichtung, geringere Erzeugung durch Ausrichtung der Module zur Mittagszeit	Flacher Neigungswinkel führt bei niedrigem Sonnenstand zu geringer Erzeugung	<b>883</b>
<b>Senkrecht Bifazial Ost-West</b>	Flacher Sonnenverlauf kann gut ausgenutzt werden	Erzeugungsspitzen am Vormittag und Nachmittag, geringe Erzeugung um Mittagszeit	Geringe Erzeugung durch flachen Sonnenverlauf und wenig Sonnenstunden am Vor- und Nachmittag	<b>1057</b>
<b>1-achsiger Tracker</b>	Breiteres Erzeugungsprofil durch Nachführung des Sonnenverlaufs über den Tag	Breites Erzeugungsprofil, zusätzliche Erzeugung in Vor- und Nachmittagsstunden	Nachgeführtes Profil führt zu Erzeugungsgewinnen in Randstunden, geringere Erträge durch flache Sonneneinstrahlung	<b>1074</b>

## 1.2 Erlösmöglichkeiten

# Strompreisentwicklung in Stützjahren

Absinken der Strompreise durch erwartete zunehmend größere Anteile der Erneuerbaren an der Gesamtstromerzeugung.

## Strompreisentwicklung



Alle Preise real 2022

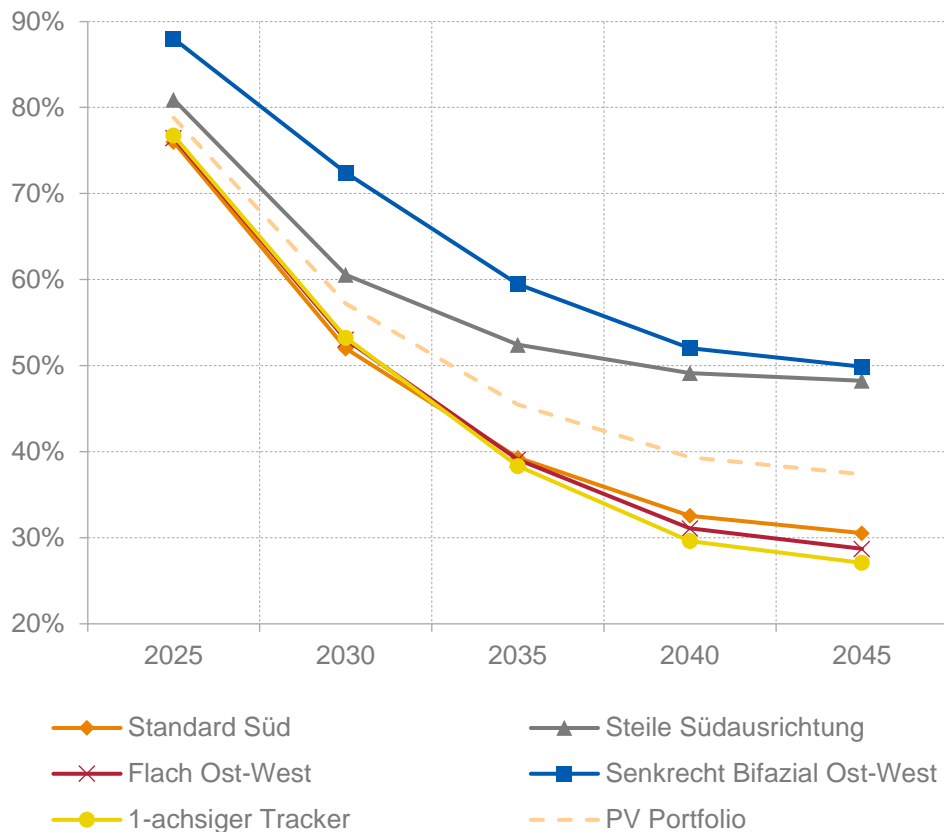
## Kommentare

- **Strompreise in Stützjahren *enervis* Strompreisszenario „Current Efforts Q3 22“**
  - Angenommene installierte PV-Leistung in 2030: **184 GW.**
- **Absinken der Strompreise in den 2030er Jahren durch verstärkte Marktdurchdringung der Erneuerbaren.**
- **Große unterjährliche Schwankungen der Strompreise.**
- **Referenzmarktwert PV sinkt durch großen PV-Zubau stark ab.**
  - Große Gleichzeitigkeit der Erzeugung.
  - Niedrige Marktwerte vor allem in den Sommermonaten.

# Profilwertentwicklung von innovativen PV

Durch den großen, geplanten PV-Zubau sinken die Profilwerte (Marktwert / Base-Preis) in den ausgewählten Stützjahren nach hinten stark ab.

## Profilwerte



## Kommentare

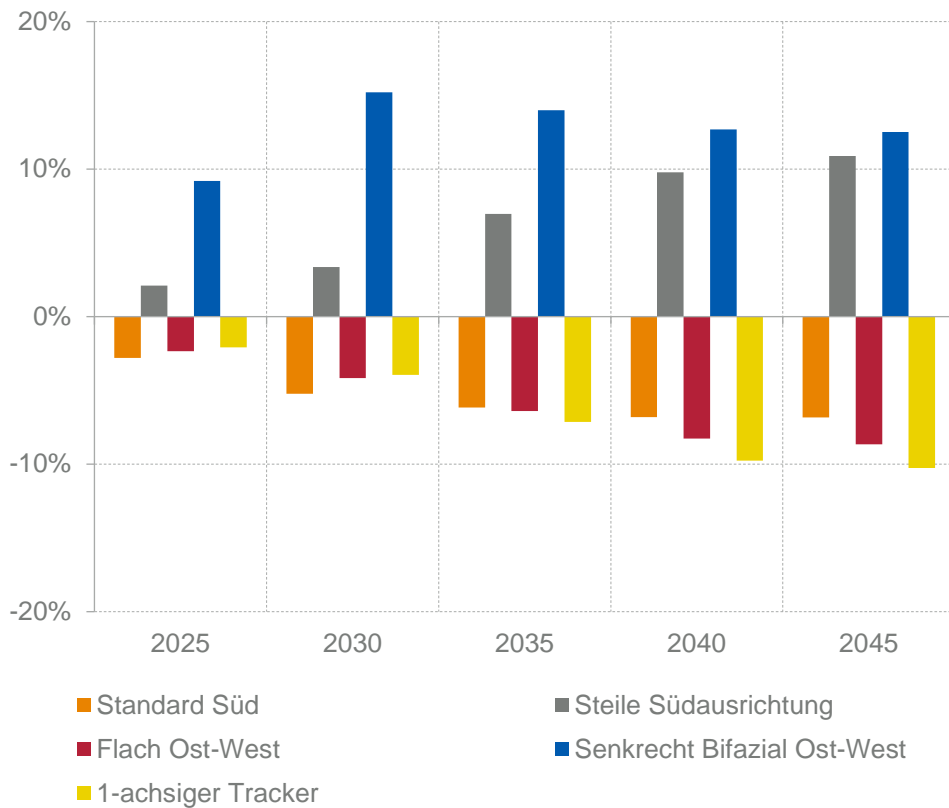
- Durch starken PV-Zubau im Szenario und die hohe Gleichzeitigkeit der Erzeugung bei Sonnenschein sinken die Profilwerte kontinuierlich.
- Profilwert des PV-Portfolios wird durch viele Aufdachanlagen positiv beeinflusst.
- Schon in den 30er Jahren ist es möglich, dass Solarstrom weniger als die Hälfte des Base-Preises wert ist.
- Kannibalisierungseffekte sind bei Standard Süd ausgerichteten Anlagen überproportional ausgeprägt.



# Profilwertdifferenzen innovativer PV

Vor allem die Anlagendesigns Senkrecht Bifazial und Steile Südausrichtung haben im Vergleich zum PV-Portfolio Profilwertvorteile durch ihr atypisches Erzeugungsprofil.

## Profilwertdifferenzen (absolute Prozent) zum PV-Gesamtportfolio



## Kommentare

- Schon ab 2025 haben Senkrecht Bifaziale Anlagendesigns starke Profilwertvorteile durch ihr atypisches Erzeugungsprofil.
- Auch Steil-Süd ausgerichtete Anlagen haben durch ihre überproportionale Erzeugung in den Wintermonaten positive Profilwertdifferenzen.
- Durch zunehmende Profilwertdifferenzen lassen sich mit diesen Anlagendesigns erhebliche Mehrerlöse am Markt erzielen.
- Standard-Anlagendesigns haben durch ihre hohe Gleichzeitigkeit und geringe Erzeugung im Winter im Vergleich zum PV-Portfolio (mit Aufdachanlagen) negative Profilwertdifferenzen.

## 1.3 Wirtschaftlichkeitsrechnung

# Methodik

Die Berechnung der Eigenkapital Rendite erfolgt mit einem jahresscharfen Cash Flow Modell.

## Kernfaktoren

OPEX

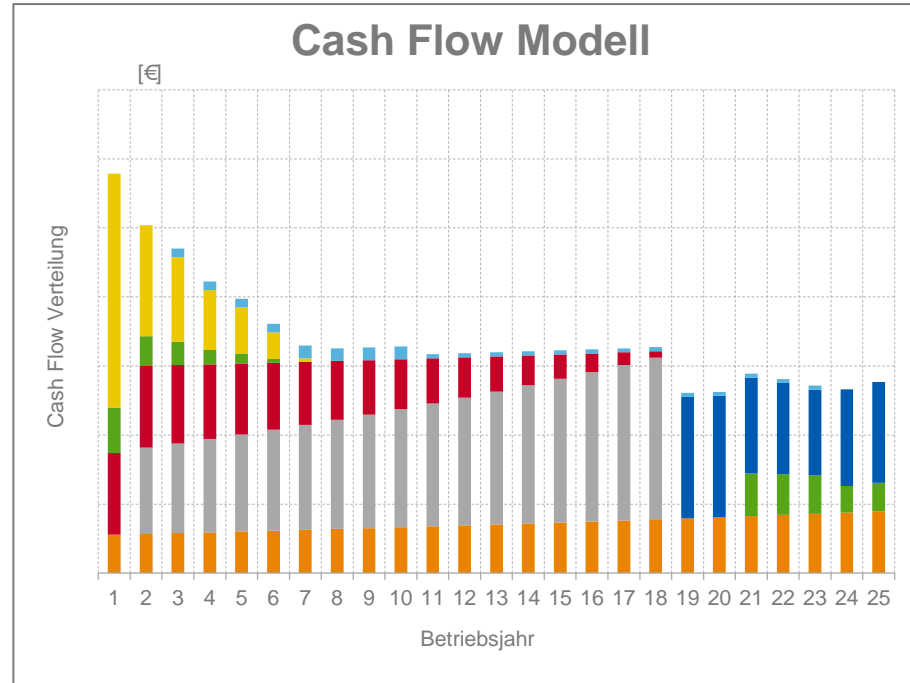
CAPEX

Volllaststunden

Finanzierungsstruktur

Marktwertentwicklung

Steuersatz



## Cash Flows

Tilgung, Zinszahlung

Rücklagen

Cash Reserve

Betriebs-, DV-Kosten

Gewinn

Strommarkterlöse

## Eigenkapital Rendite

Technologiespezifische Annahmen

Gleichbleibende Annahmen

## Legende

Mittelherkunft

Mittelverwendung

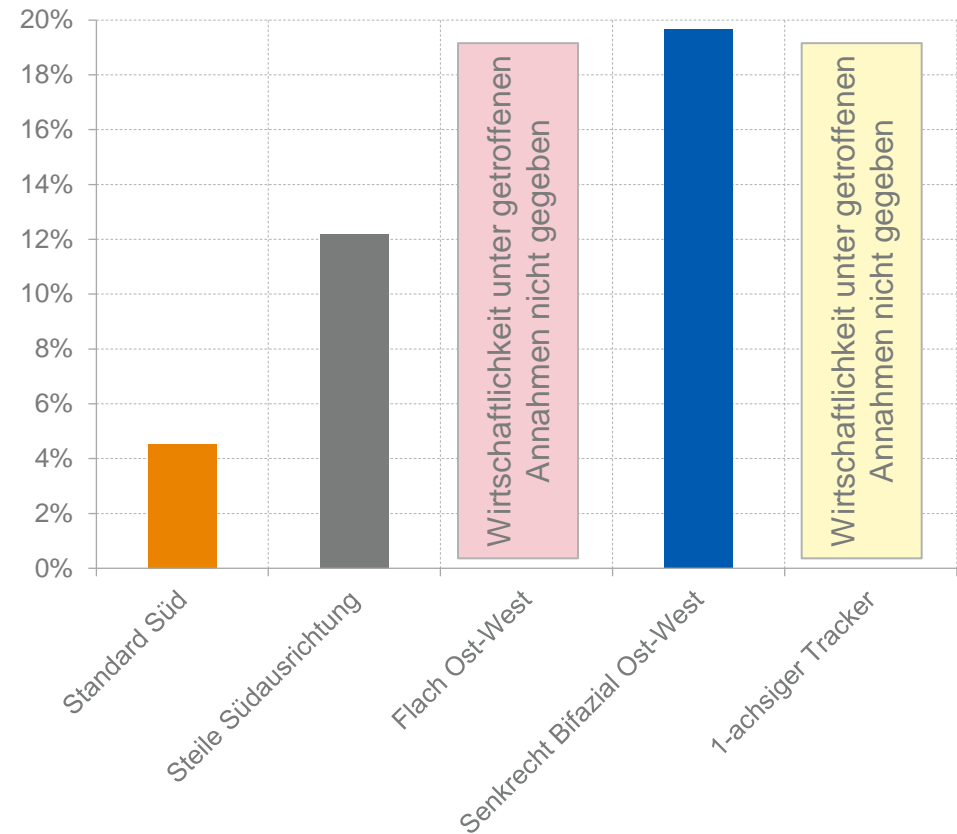
# Ergebnisse

Bei einer Vermarktung über den Strommarkt (anlagenspezifische Marktwerte) haben innovative PV unter den gezeigten Prämissen eine höhere Wirtschaftlichkeit als Standard Süd ausgerichtete Anlagen.

## Kommentare

- Große Abregelungsmengen von Standard Süd Anlagen durch hohe Gleichzeitigkeit der Erzeugung.
- Höhere Marktwerte wiegen geringere Erzeugung und höhere CAPEX der innovativen PV auf.
- Durch die wesentlich höheren Marktwerte in den 2030er Jahren und ausreichend hohen Volllaststunden haben in dieser Berechnung Senkrecht Bifaziale Ost-West Anlagen die höchste Eigenkapitalrendite.
- Flach Ost-West und 1-achsige Tracker Anlagendesigns sind unter den getroffenen Annahmen nicht wirtschaftlich.

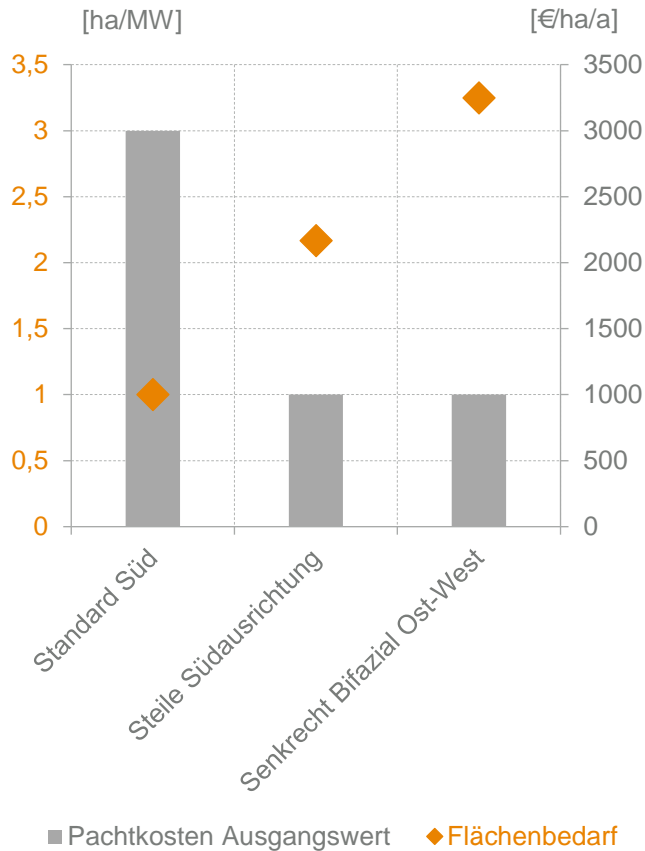
## Ergebnisse: Eigenkapitalrenditen



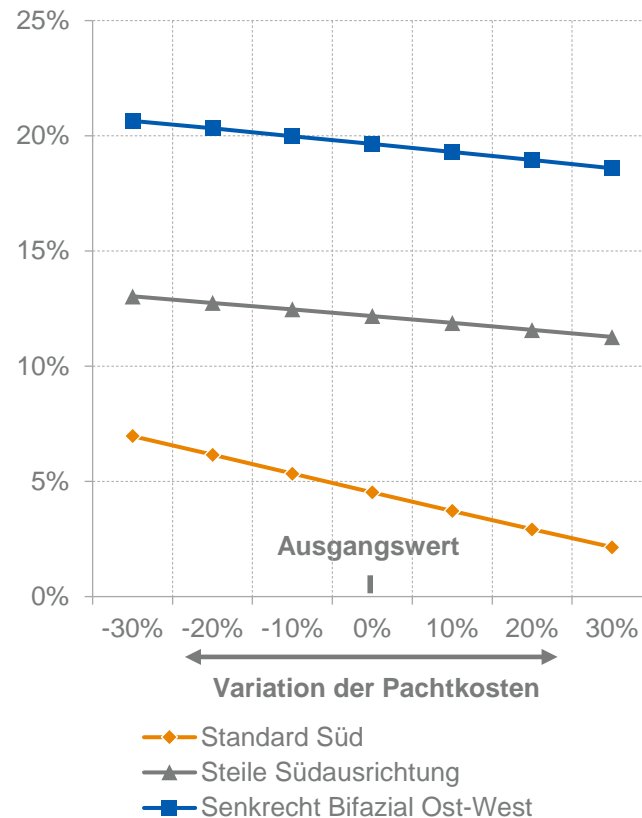
# Sensitivitätsrechnung über Pachtpreise

Standard Süd Anlagen haben stärkere Änderungen der EK-Rendite bei einer Veränderung der Pachtkosten als Steile Südausrichtung und Senkrecht Bifaziale Ost-West Anlagendesigns.

## Pachtkosten und Flächenbedarf



## Sensitivität der EK-Rendite



## Kommentare

- Innovative Anlagen haben einen höheren Flächenbedarf je Leistung, dabei werden aber geringere Flächen mit Modulen verbaut. Dies erlaubt eine zusätzliche Nutzung der Flächen mit Landwirtschaft und bedingt niedrigere Pachtkosten.
- Die Sensitivität der Rendite bei einer Variation der Pachtkosten ist bei Standard Süd Ausrichtung am größten.

# Fazit

Die Marktwertvorteile der innovativen PV-Anlagendesigns Steil-Süd und Senkrecht Bifazial Ost-West sind bei starkem PV-Zubau hinreichend groß, um auch bei höheren Investitionskosten gute Renditen zu erzielen. Auf Basis der Analyse mit den getroffenen Annahmen ergibt sich nachfolgendes Fazit:

## Erzeugungsprofile

- Überproportionale Erzeugung Senkrecht Bifazialer Ost-West ausgerichteter PV in den Vor- und Nachmittagsstunden.
- Steil-Süd ausgerichtete PV-Anlagendesigns erzeugen vor allem im Winter deutlich mehr Strom.
- Flache Aufständungen verringern die Stromerzeugung bei flachem Sonnenstand.

## Erlösmöglichkeiten

- Generell ist ein starkes Absinken von PV-Marktwerten zu erwarten.
- Im Vergleich zum PV-Portfolio inklusive Aufdachanlagen haben Standard-Anlagendesigns durch ihre hohe Gleichzeitigkeit geringere Marktwerte.
- Für innovative PV-Ausrichtungen sind stark positive Marktwertdifferenzen und dementsprechende Mehrerlöse zu erwarten.

## Wirtschaftlichkeit verschiedener Anlagendesigns

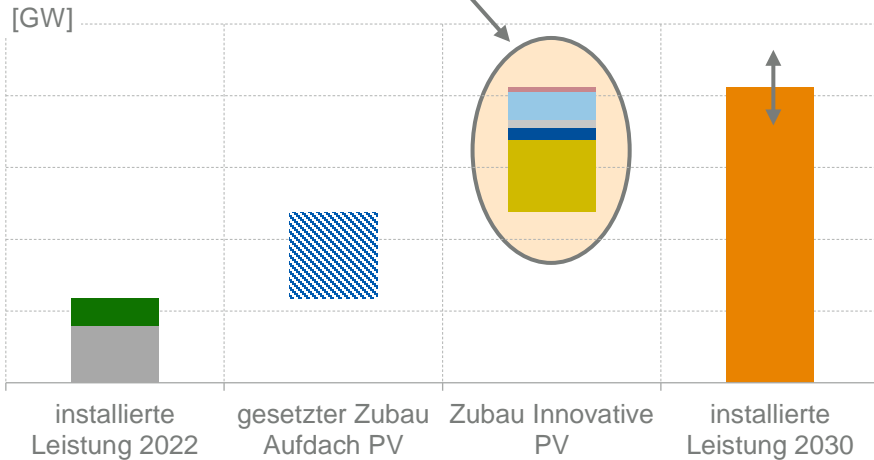
- Innovative PV-Anlagendesigns sind wirtschaftlicher als die Standard Südausrichtung.
- Für Senkrecht Bifaziale Ost-West Anlagen sind durch die substantiell höheren Marktwerte und hinreichend hohen Volllaststunden im Rahmen dieser Berechnung die höchsten Renditen zu erkennen.



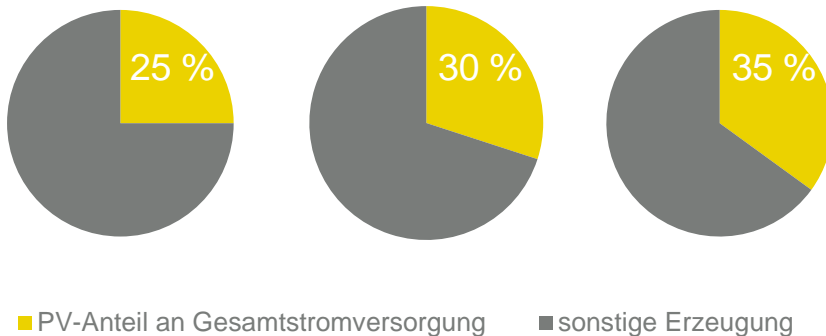
## 2. Systemkosten-Reduktion durch optimiertes PV-Portfolio

# Erklärung der Vorgehensweise und Zielstellung

Kostenorientierte Optimierung der Zusammensetzung des PV-Zubaus bis 2030 mit innovativen Anlagendesigns.



Unterschiedliche PV-Anteile an der Gesamtstromversorgung im Jahr 2030



## Ziel des Modells

Ermittlung der kostenoptimierten Zusammensetzung des PV-Portfolios für unterschiedliche Anteile der PV-Erzeugung an der Gesamtstromversorgung in 2030.

## Vorgehensweise

- I. Festlegen von Kosten- und Finanzierungsannahmen zu innovativen Anlagendesigns.
- II. Modellierung der stündlichen Erzeugungsprofile und der Laststruktur.
- III. Festlegung des PV-Anteils an der Gesamtstromversorgung in 2030.
- IV. Berechnung und Abgleich der stündlichen PV-Erzeugung mit dem jeweiligen Strombedarf.
- V. Optimierung der Zusammensetzung der installierten Leistung der unterschiedlichen PV-Anlagendesigns hinsichtlich der Summe ihrer Stromgestehungskosten zur Erreichung von festgelegten PV-Anteilen an der Gesamtstromversorgung im Jahr 2030.

### Zusätzliche Annahmen:

- Unabhängige Betrachtung der Szenarien, kein aufbauender Zubau wie in Realität.
- Kein Mindestzubau je Technologie.
- Keine Modellierung von Lastflexibilitäten.

# Schema des Modells

Bei unterschiedlichen gewünschten PV-Anteilen an der Gesamterzeugung ergeben sich variierende Anteile der neu installierten Kapazitäten der verschiedenen PV-Anlagendesigns.

## Annahmen zu PV-Anlagendesigns

OPEX

CAPEX

Volllaststunden

WACC

Lebensdauer

Verteilung der theoretisch installierten Kapazitäten der innovativen PV-Anlagendesigns im Beispieljahr.

PV-Anteil an Stromerzeugung:  
**25, 30 bzw. 35.%**

## Energiesystem

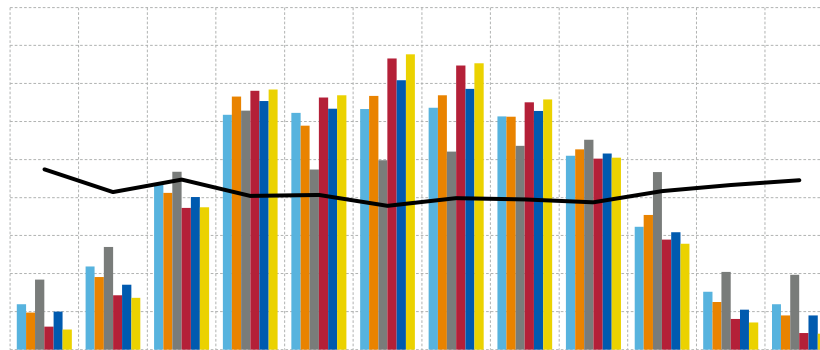
Stundenscharfe PV-Erzeugungsprofile der PV-Anlagendesigns

Erzeugung von PV-Portfolio in 2030

Gesetzter PV-Aufdach Zubau bis 2030

Strombedarf enervis „Current Efforts“ Szenario Q3/22

## Modell Energiesystem 2030



## Kostenoptimiertes PV-Portfolio

Technologiespezifische Annahmen

Gleichbleibende Annahmen

## Legende

Zu optimierende Parameter

Last

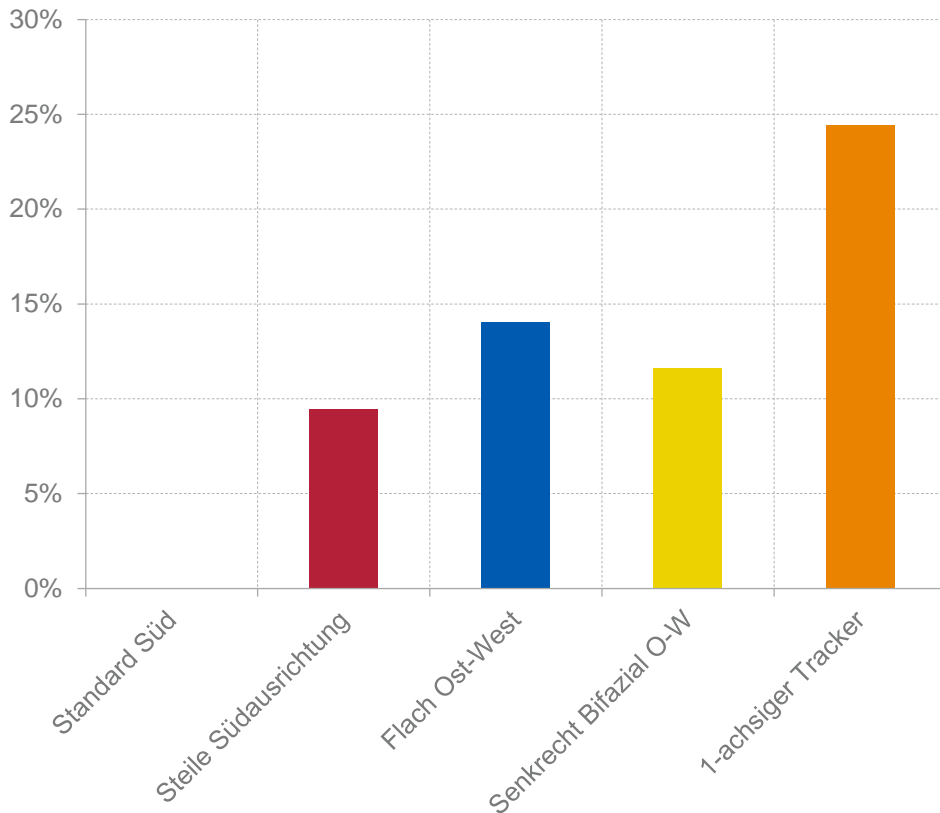
Erzeugung

## 2.2 Strommarktoptimiertes PV-Portfolio

# Getroffene Annahmen Stromgestehungskosten

Im modellierten Energiesystem haben 1-achsige Tracker wesentlich höhere Stromgestehungskosten als Standard Süd ausgerichtete Anlagen.

## Abweichung der Stromgestehungskosten vom Standard Süd Design



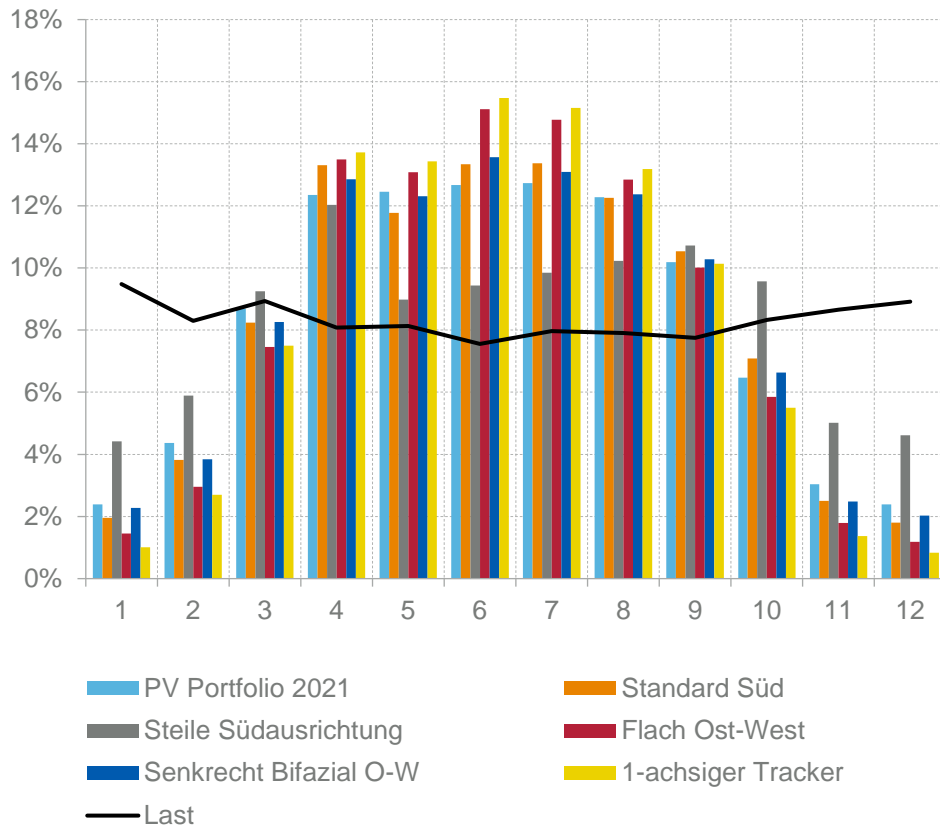
## Kommentare

- **Prozentuelle Abweichung der Stromgestehungskosten von der Standard Süd Ausrichtung.**
- **Vereinfachte statische Berechnung.**
- **Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten und Lebensdauer werden als gleich für alle Technologien angenommen.**
- **Unterschiedliche CAPEX, OPEX und Volllaststunden führen zu Differenzen bei den Stromgestehungskosten (LCOE).**
- **Die LCOE der innovativen Anlagendesigns sind um bis zu 25 % höher als die der Standard Süd Ausrichtung.**

# Analysen der Erzeugungs- und Laststrukturen

Die wesentliche PV-Erzeugung liegt in den Sommermonaten, während die monatlichen Lastschwankungen als gering angenommen werden.

## Monatliche Anteile des Erzeugungs- und Lastprofils



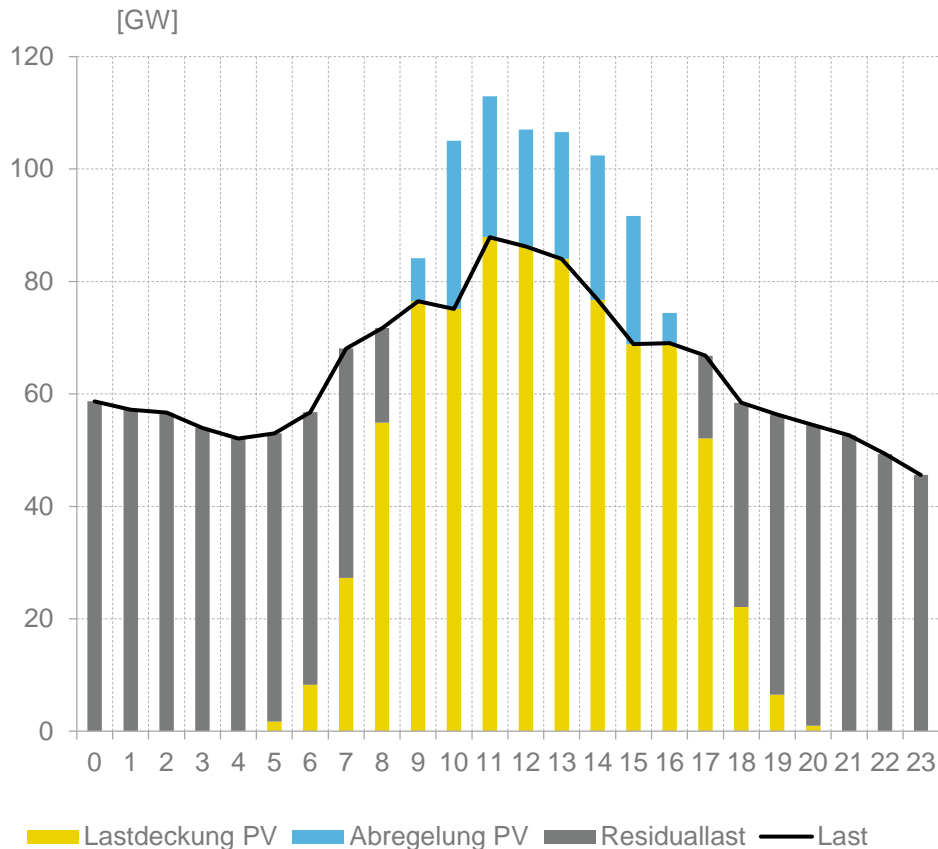
## Kommentare

- **Starker Fokus der Erzeugung von Standard Süd ausgerichteter Anlagen und 1-achsiger Tracker auf die Sommermonate.**
- **Das Anlagendesign der Steilen Südausrichtung hat vergleichsweise einen wesentlich ausgeglicheneren Verlauf der monatlichen Erzeugungsanteile.**
- **Die Anteile des Lastprofils schwanken nur um wenige Prozentpunkte.**
- **Optimierung des Zubaus der unterschiedlichen innovativen PV-Anlagendesigns unter Berücksichtigung deren stundenscharfer Erzeugung und Stromgestehungskosten.**

# Abdeckung PV und Abregelung

Die PV-Erzeugung wird bei hohen installierten PV-Kapazitäten an sonnenreichen Tagen die Last übersteigen. **Es werden keine zusätzlichen Lastflexibilitäten (Batterien etc.) modelliert.**

## Beispieltag im Sommer



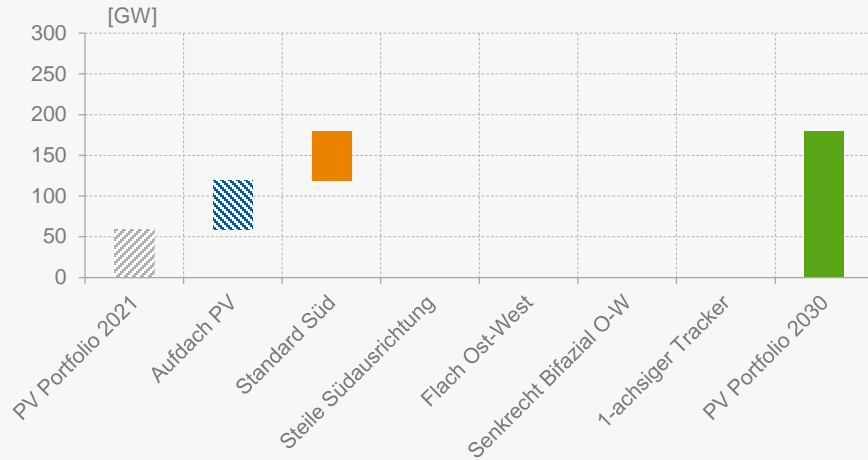
## Kommentare

- Je nach Tag und dessen Sonneneinstrahlung ergeben sich stündliche Erzeugungsmengen die mit der Last verglichen werden.
- Vor allem Elektrolyseure, Wärmepumpen und E-Mobilität lassen die Last im Jahr 2030 ansteigen.
- Lastprofil aus *enervis* Current Efforts Q3/22 Szenario, 668 TWh in 2030.
- Kumulierte PV-Erzeugung je nach Zusammensetzung der neu installierten Leistungen.
- Abgeregelter Mengen werden nicht in die PV-Anteile an der Stromerzeugung miteingerechnet.

# Optimales PV-Anlagenportfolio – 25 % PV

Zubau erfolgt ausschließlich mit Standard Süd Anlagendesigns.

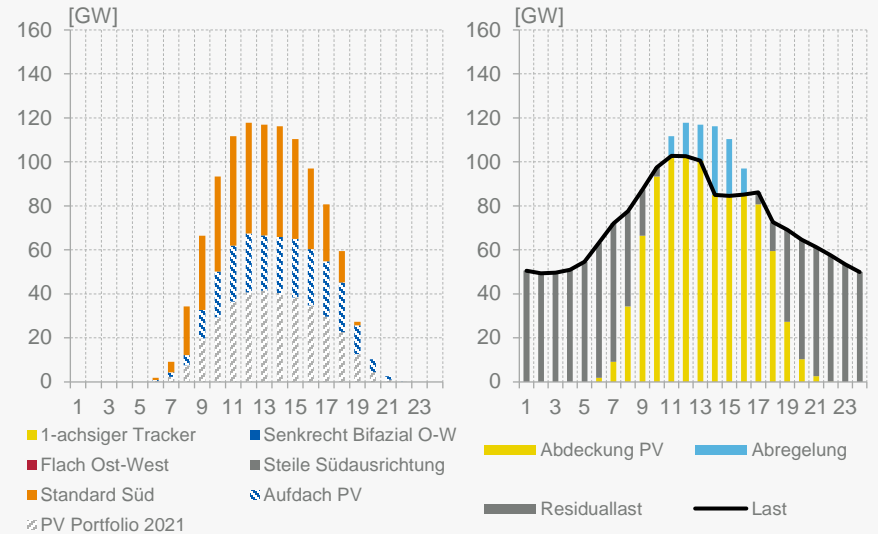
## Aufteilung des Zubaus



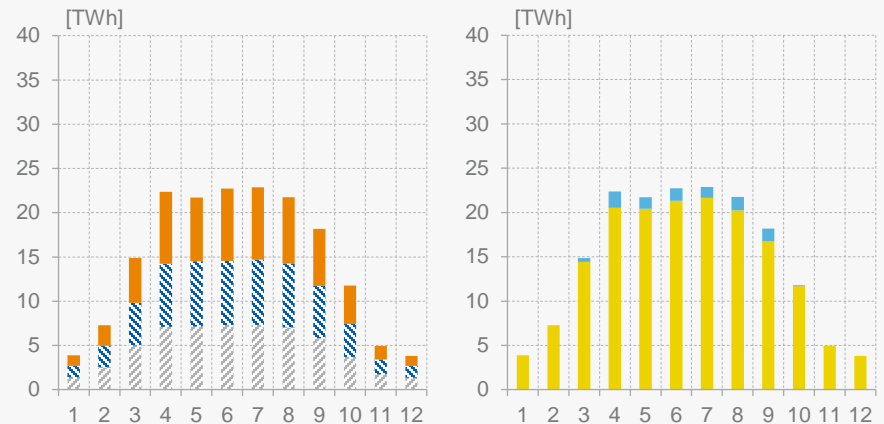
## Kommentare

- Zubau erfolgt komplett mit Standard Süd Anlagendesigns.
- Teilweise Abregelung an sonnigen Tagen.
- Abgeregelte Mengen: 9 TWh (5 % der PV-Erzeugung).
- In den Sommermonaten kann über 40 % des monatlichen Strombedarfs gedeckt werden.

## Beispieltag im Sommer



## Monatsauswertung

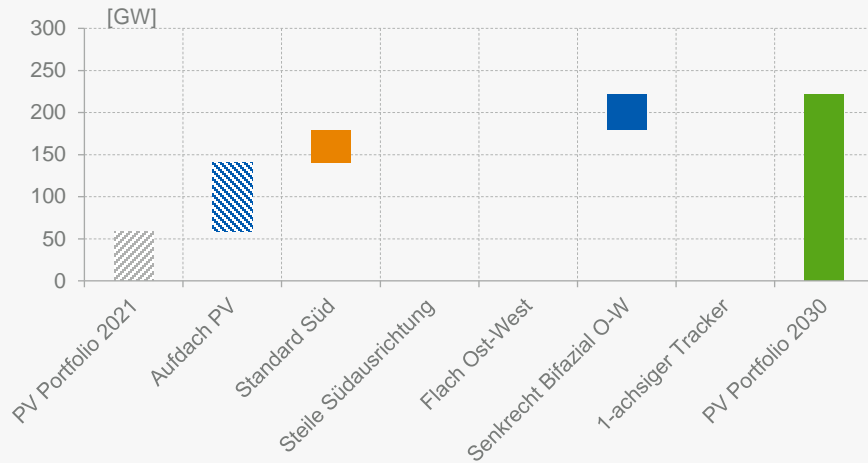




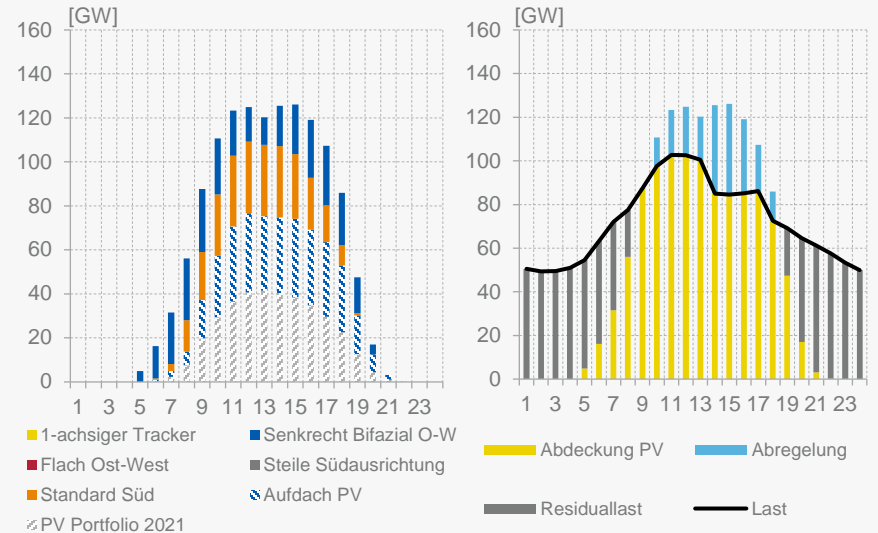
# Optimales PV-Anlagenportfolio – 30 % PV

Zunehmend wichtig werdender Zubau von Senkrecht Bifazialen Ost-West PV-Anlagendesigns.

## Aufteilung des Zubaus



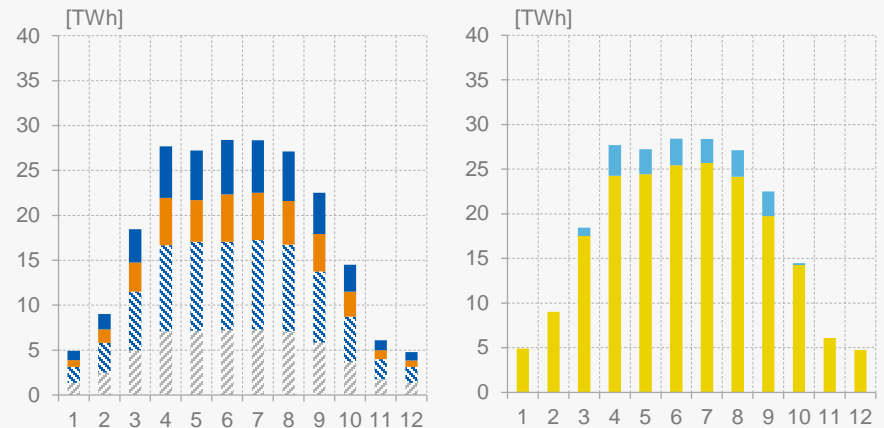
## Beispieltag im Sommer



## Kommentare

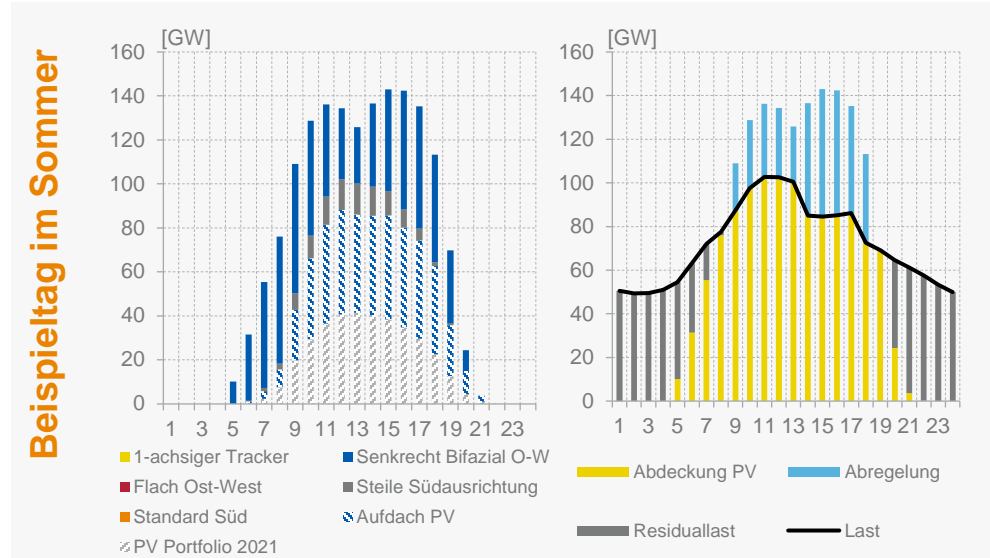
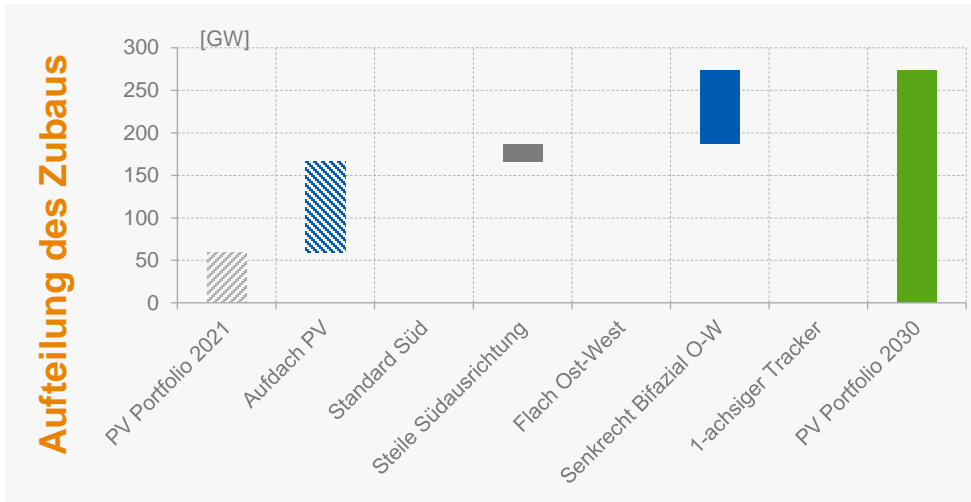
- Zubau durch Standard Süd und Senkrecht Bifazialen Ost-West Anlagendesigns.
- Ansteigende Abregelung an sonnigen Tagen.
- Abgeregelter Mengen: 19 TWh, entspricht 9 % der PV-Erzeugung.
- In den Sommermonaten können knapp 50 % des monatlichen Strombedarfs gedeckt werden.

## Monatsauswertung



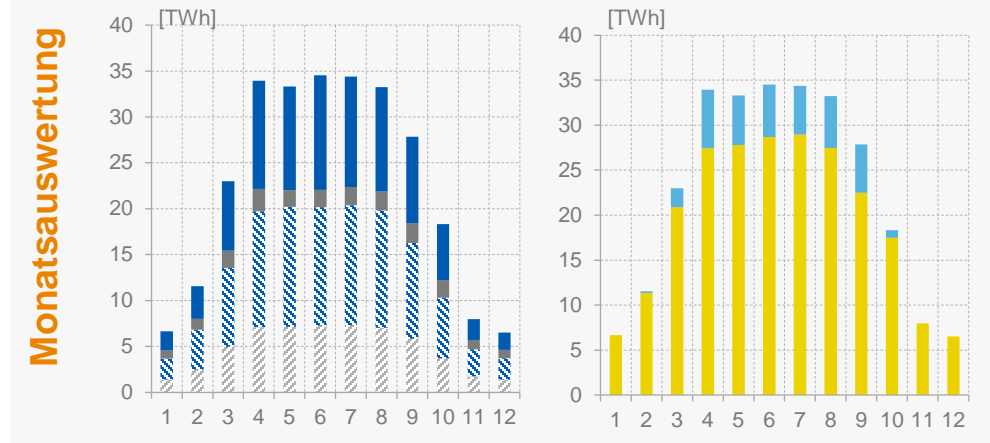
# Optimales PV-Anlagenportfolio – 35 % PV

Große Abregelungsmengen bei sehr großem Zubau Senkrecht Bifazialer Ost-West und Steil-Süd ausgerichteteter Anlagendesigns.



## Kommentare

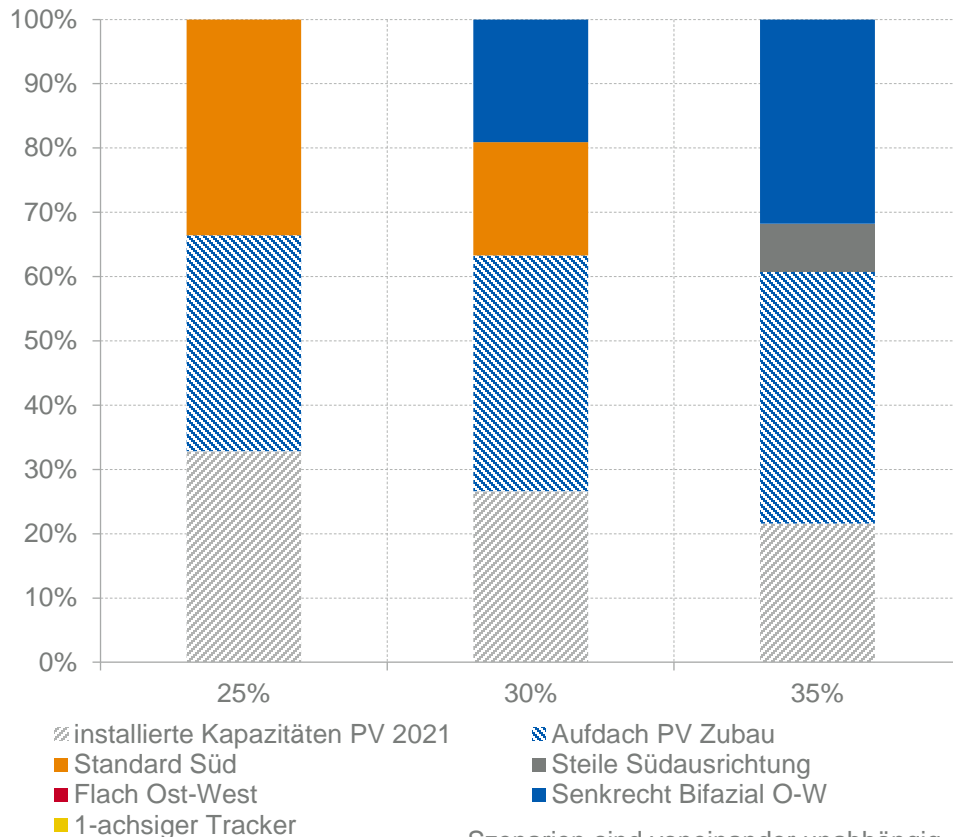
- **Wirtschaftlichster Zubau mittels Senkrecht Bifazialer Ost-West PV-Anlagen (ohne Berücksichtigung von flexiblen Kapazitäten).**
- **Gesamt installierte Leistung knapp 275 GW.**
- **Abgeregelter Mengen: 38 TWh, entspricht 14 % der PV-Erzeugung.**
- **Auch im Winter kann über 10 % des monatlichen Strombedarfs gedeckt werden.**



# Ergebnisse – Anteile des Zubaus

Mit dem Ziel eines steigenden PV-Anteils an der Gesamtstromversorgung ohne Zubau von zusätzlichen Flexibilitäten ist eine vorausschauende Diversifizierung der Ausrichtungen der Anlagen notwendig.

## Anteile der innovativen PV am Gesamtzubau



Szenarien sind voneinander unabhängig.

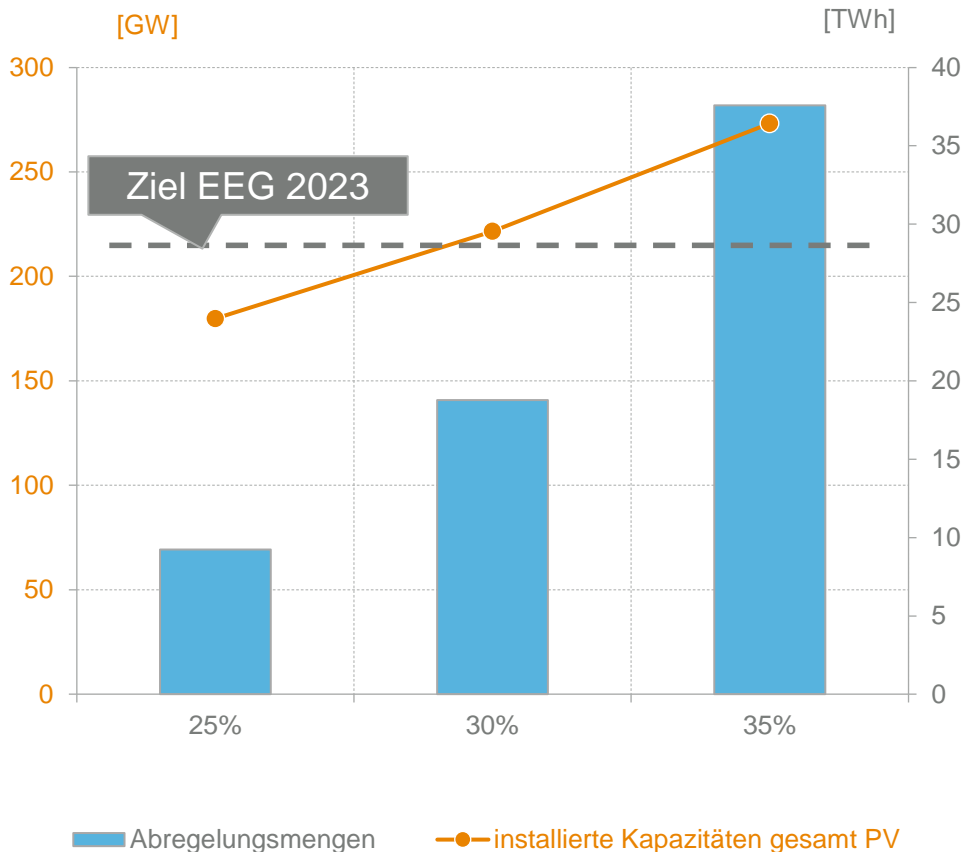
## Erläuterungen

- **Aufdach Zubau wurde mit 50 % des Gesamtzubaus als gesetzt angenommen.**
- **Durch das atypische Erzeugungsprofil Senkrecht Bifazialer Ost-West Anlagen kann auch zu Stunden erzeugt werden wo sonst keine PV-Einspeisung stattfindet, somit kann die Gesamtabdeckung gesteigert werden.**
- **Bei steigendem vorausgesetztem Anteil der PV-Erzeugung am Gesamtstrombedarf wird dieses Erzeugungsprofil immer wirtschaftlicher.**
- **Abnehmende Anteile von Standard-Süd ausgerichteten Anlagen durch hohe Gleichzeitigkeit trotz niedrigster LCOE.**

# Ergebnisse – installierte Leistung und Abregelung

Durch ein optimiertes Anlagenportfolio können Abregelungsmengen und der insgesamt zu installierende Zubau minimiert werden.

## Installierte Leistung und Abregelungsmengen



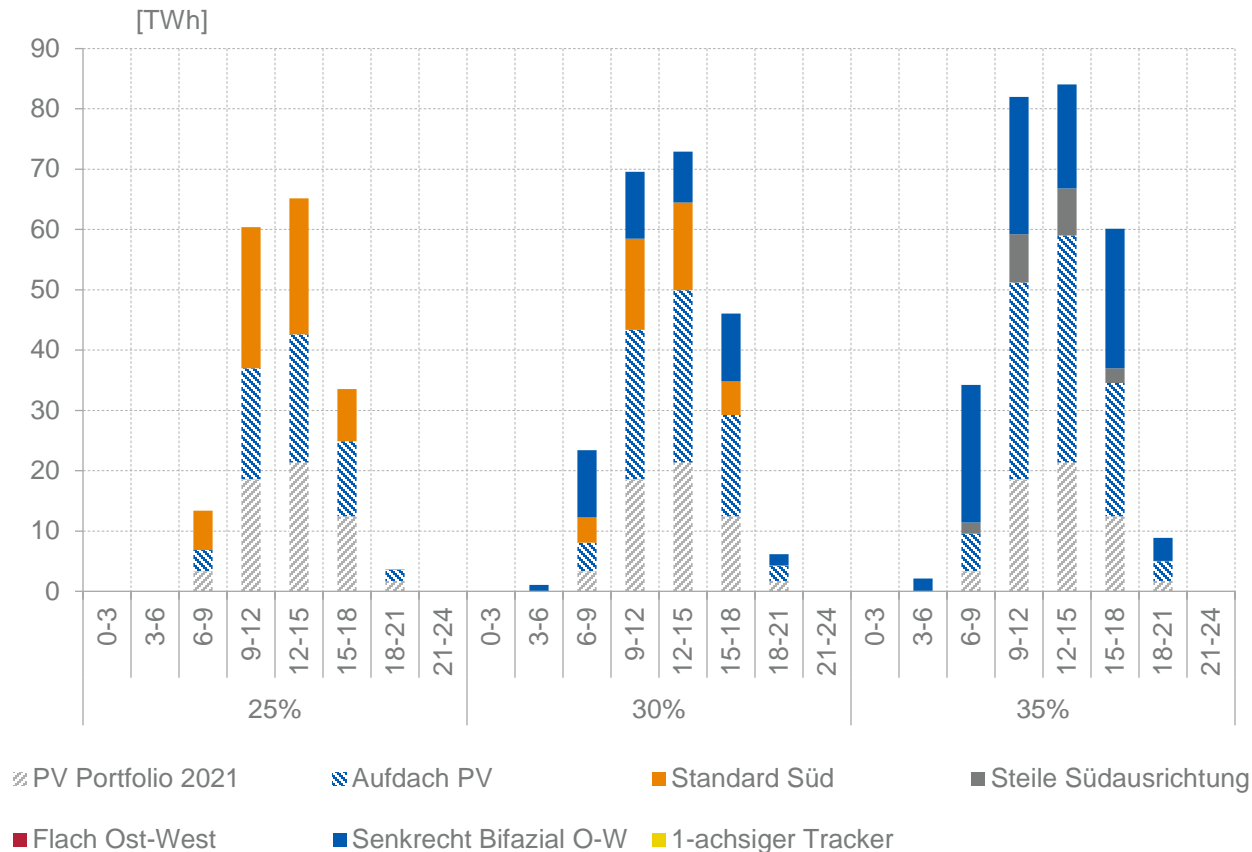
## Kommentare

- Ziel der Ampel-Koalition in 2030 ist eine installierte PV-Leistung von 215 GW.
- Damit könnten knapp 30 % des Gesamtstrombedarfs bei den angenommenen Last- und Erzeugungsprofilen mit innovativen PV ohne Zubau von Flexibilitäten gedeckt werden.
- Bei fehlendem Zubau von Flexibilitäten müssen große Mengen der erzeugten Energie abgeregelt werden.
- Ein großer PV-Zubau von knapp 275 GW für eine Abdeckung von 35 % des Gesamtstrombedarfs ist nur durch innovative Anlagendesigns möglich. Trotzdem mussten große Mengen ohne Flexibilitätszubau abgeregelt werden.

# Ergebnisse – Anteilige erzeugte Energiemengen

Summe der Erzeugung in den jeweiligen Stundenblöcken über Jahr. Der wesentliche Vorteil des Senkrecht Bifazialen Anlagendesigns sind seine gleichbleibenden Erzeugungsanteile über den Tag.

## Anteilige erzeugte Energiemengen in Tageszeiten



## Erläuterungen

- Fokus der Erzeugung des bisher installierten Portfolios (Großteils Aufdach) in 2021 von 9 bis 18 Uhr.
- Starker Fokus der Erzeugungsmengen von Standard Süd-Anlagen auf Stunden zwischen 9 und 15 Uhr.
- Etwa gleichbleibende Erzeugungsanteile der Senkrecht Bifazialen Ost-West PV in den 3-Stundenblöcken zwischen 6 und 18 Uhr.

# Fazit, Interpretation der Ergebnisse

Für eine gesamtwirtschaftliche Optimierung des PV-Zubaus sind die Erzeugungsprofile ein wichtiger Einflussfaktor. Senkrecht Bifaziale Ost-West Anlagen bieten durch ihre atypische Einspeisung einen großen Hebel um den Anteil der PV-Erzeugung an der Gesamtstromdeckung zu maximieren.

## PV-Erzeugungsprofile und Annahmen

- Die Stromgestehungskosten der innovativen PV liegen noch 10 - 15 % über der Standard Süd ausgerichteten Anlage, 1-achsige Tracker sind noch teurer.

## Optimiertes PV-Anlagenportfolio 2030

- Bei steigenden PV-Erzeugungsanteilen an der Gesamtstromdeckung wird der Einfluss des Erzeugungsprofils durch die steigenden Abregelungsmengen (hohe Gleichzeitigkeit der Einspeisung von Standard Süd Anlagen) immer größer.
- Vor allem Senkrecht Bifaziale Anlagendesigns haben über den Tag eine ausgeglichene Erzeugung und können den Anteil des PV-Stroms bei starkem Zubau deutlich steigern.
- Durch geringere Abregelungsmengen bei einem ausbalancierteren Erzeugungsprofil können höhere Stromgestehungskosten der innovativen PV gerechtfertigt werden.

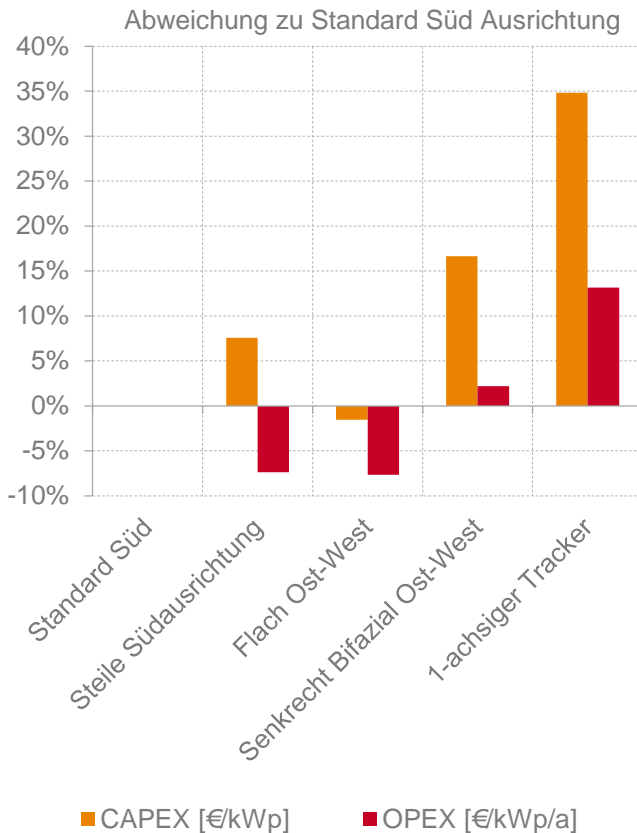
## Fazit

- Beim großem geplanten PV-Zubau wird das PV-Anlagendesign ein immer wichtigerer Bestandteil einer volkswirtschaftlichen Optimierung.
- Beim Ziel einer hohen anteiligen Stromerzeugung durch PV ist es sinnvoll, beim Zubau bereits jetzt stark auf innovative PV-Anlagendesigns zu setzen.
- Senkrecht Bifaziale Ost-West Anlagendesigns können ein wichtiger Bestandteil des PV-Technologie-Mix bei hohen PV-Erzeugungsanteilen an der Gesamtstromdeckung sein.

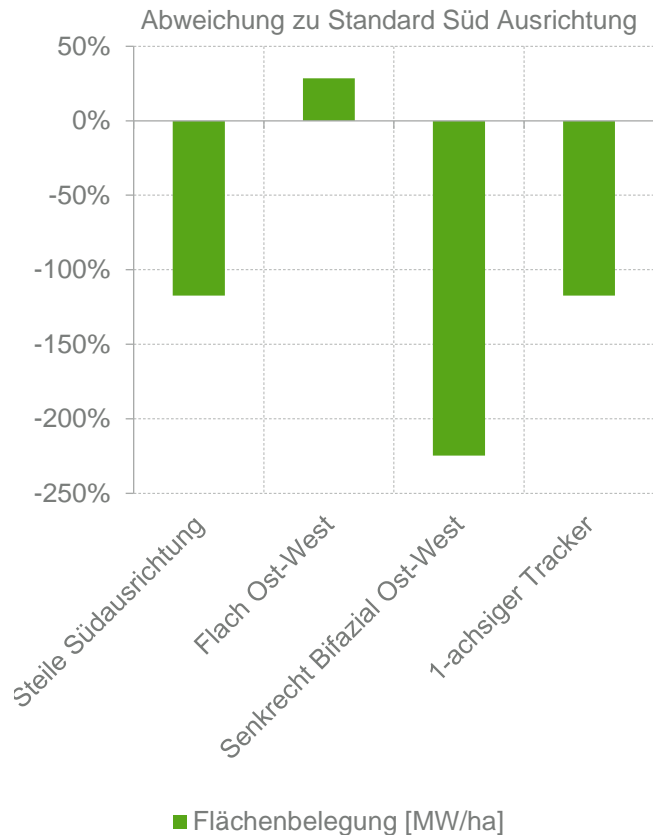
# Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung

Zumeist niedrigere Betriebskosten aber höhere Investitionskosten der innovativen PV-Anlagendesigns im Vergleich zur Standard Süd Ausrichtung.

## CAPEX, OPEX Annahmen



## Flächeneffizienz

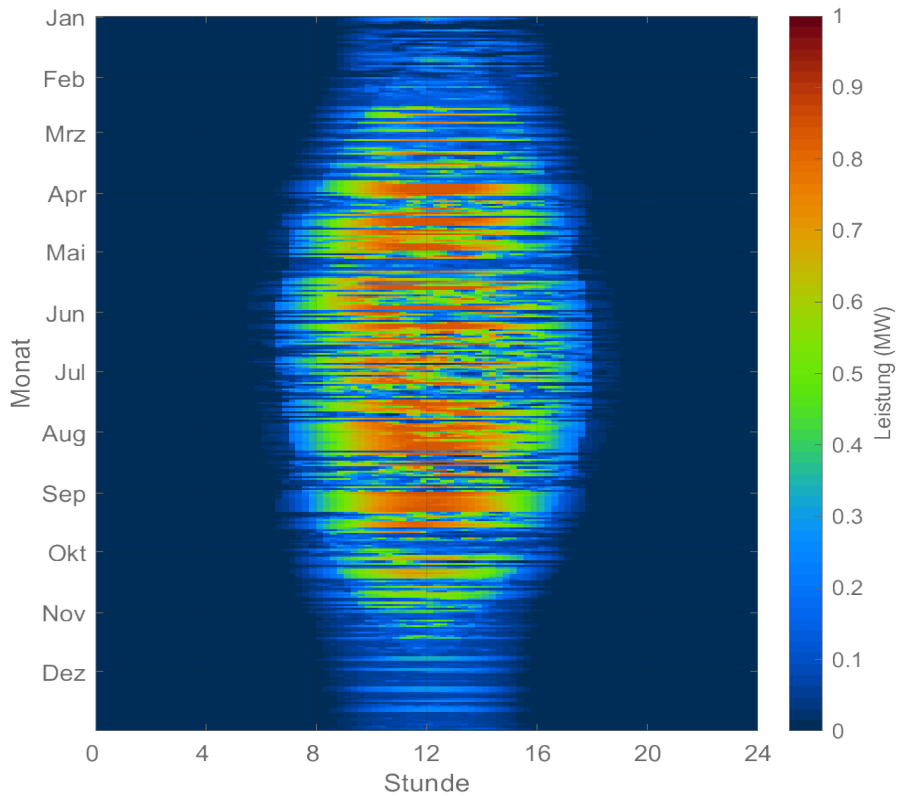


## Flächeneffizienz

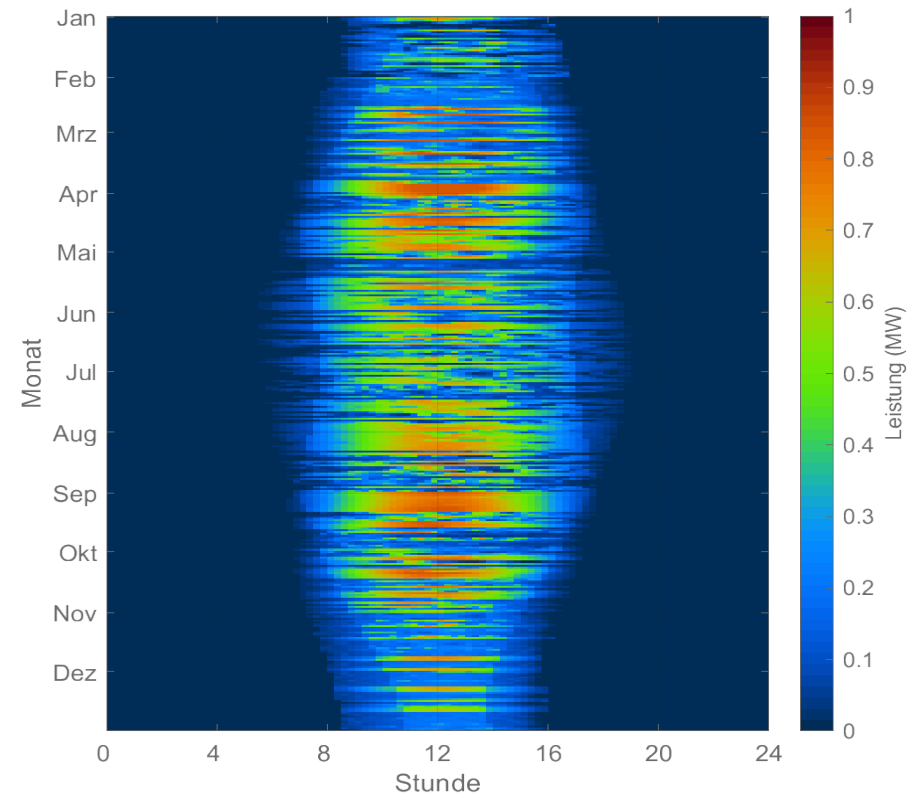
- **Kostenannahmen für schlüsselfertige Anlage**
- **Kalkulationszeitraum: 25 Jahre**
- **Inflation: 2 %**
- **Inbetriebnahmedatum: 01.01.2024**
- **Finanzierung über Fremdkapital:**
  - FK-Quote: **80 %**
  - Laufzeit: **19 Jahre**
  - FK-Zins: **4 %**
  - Annuitätische Tilgung

# Visualisierung der Erzeugungsprofile I

## Standard Süd



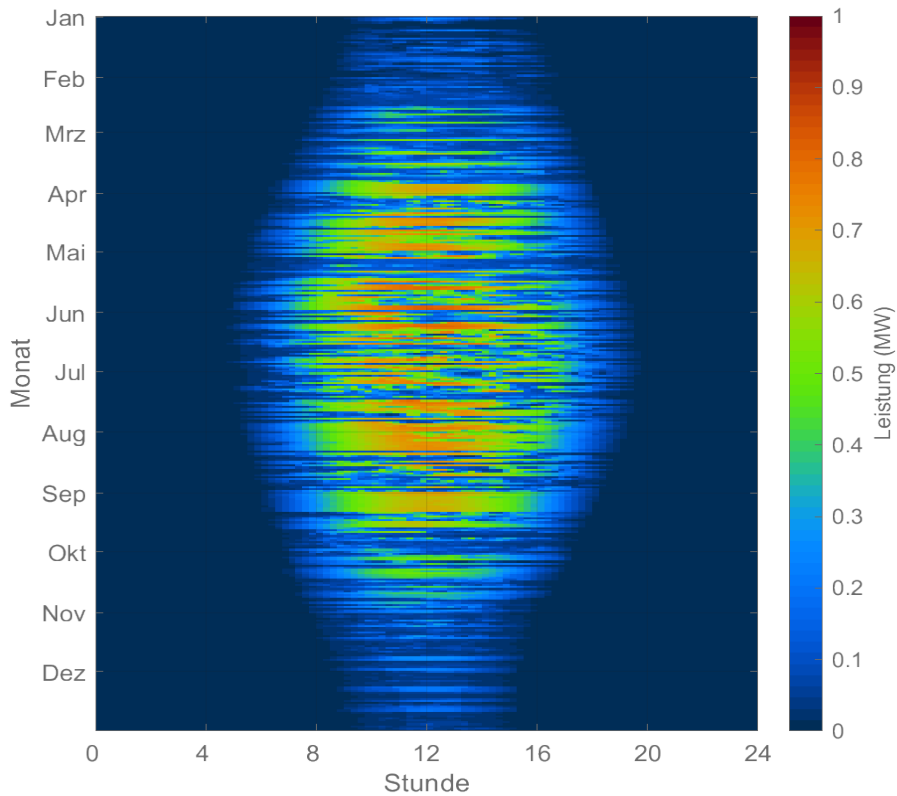
## Steile Südausrichtung



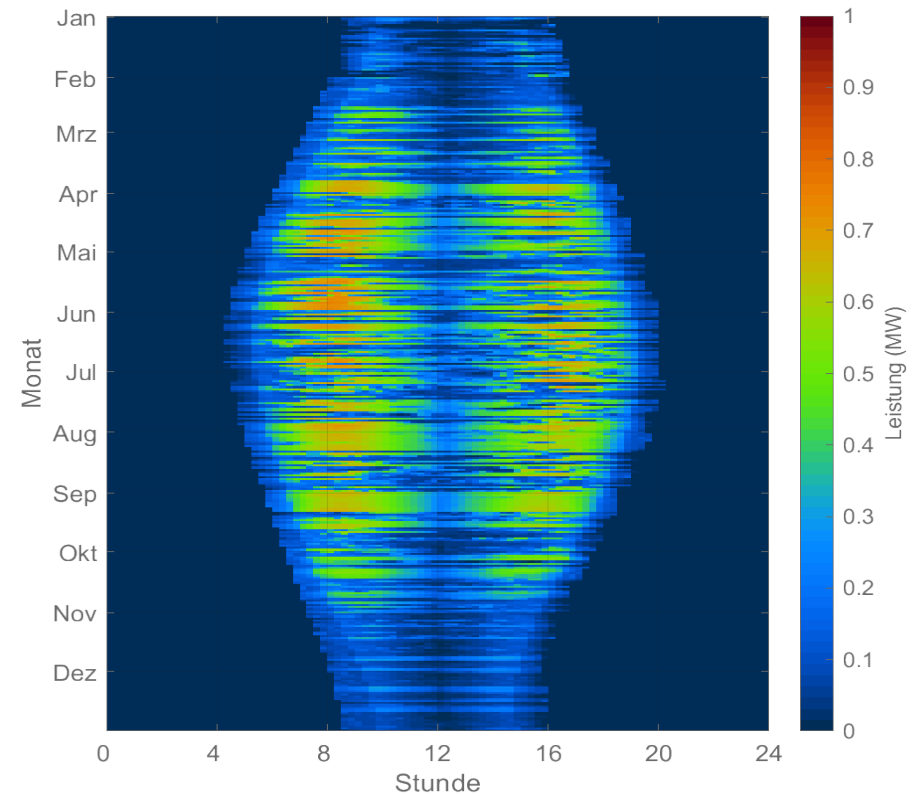


# Visualisierung der Erzeugungssprofile II

## Flach Ost-West

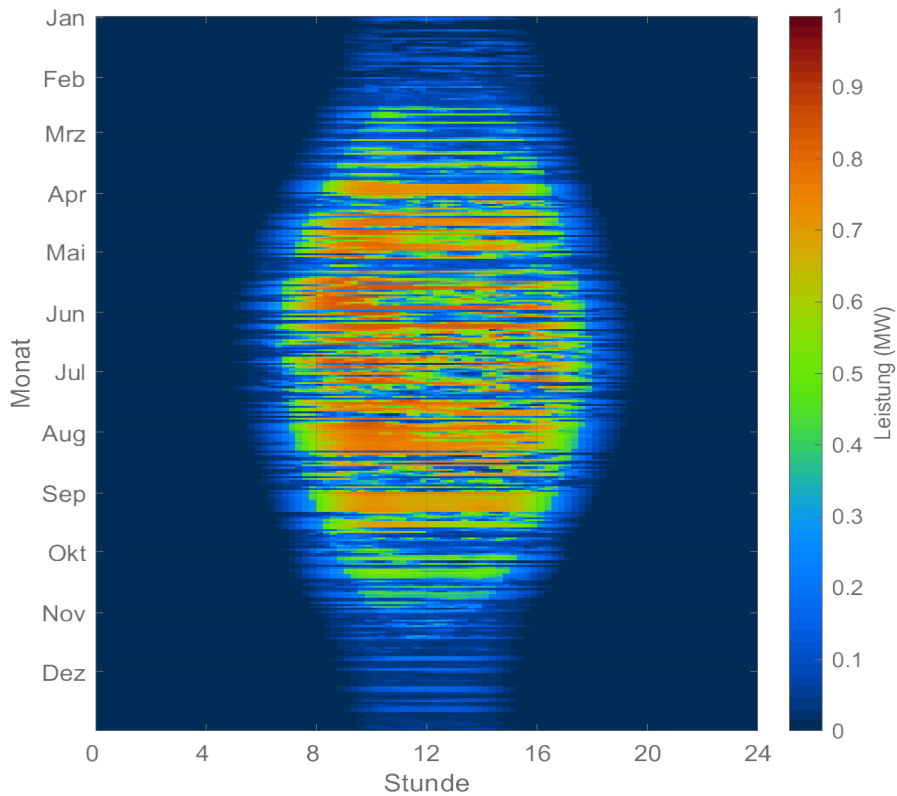


## Senkrecht Bifazial Ost-West

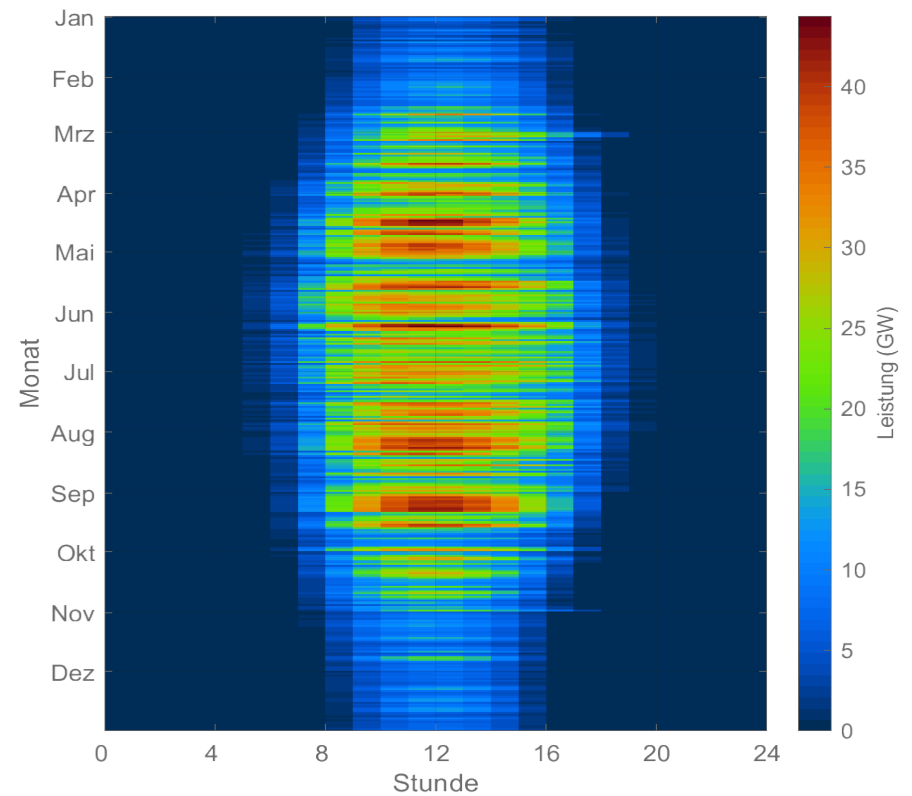


# Visualisierung der Erzeugungssprofile III

## 1-achsiger Tracker



## PV-Portfolio 2021



# Abkürzungsverzeichnis

VLS	Volllaststunden	DV	Direktvermarktung
PV	Photovoltaik	FK	Fremdkapital
LCOE	Stromgestehungskosten	O-W	Ost-West
CAPEX	Investitionskosten	OPEX	Betriebskosten

Bei Fragen zur Studie kontaktieren Sie mich gerne!



## THOMAS ROSENZOPF

Thomas.rosenzopf@enervis.de

+49 (0)30 695 175 29

+49 (0)175 8090 293



# Nutzungshinweise

© **enervis energy advisors GmbH**. Alle Rechte sind vorbehalten (Rechte Dritter ausgenommen). Insbesondere die unerlaubte kommerzielle und gewerbliche Nutzung, die Vervielfältigung sowie die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Medien sind ohne Zustimmung nicht gestattet.

Soweit gesetzlich zulässig und vertraglich nicht abweichend geregelt, schließt enervis jegliche Haftung für Schäden aus, die aus der Verwendung dieser Dokumentation entstehen.

Die in dieser Dokumentation enthaltenen Daten und Informationen wurden nicht von enervis erhoben und nicht im Detail geprüft. Es handelt sich hierbei teilweise um öffentlich zugängliche Daten. enervis übernimmt deshalb keine Gewähr oder Haftung für die Richtigkeit und Vollständigkeit der in dieser Dokumentation enthaltenen Daten.

Diese Dokumentation berücksichtigt weder Ereignisse, die nach diesem Zeitpunkt eingetreten sind, noch deren Auswirkungen auf den Inhalt dieser Dokumentation. Dieses Dokument enthält zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen, die die aktuelle Perspektive in Bezug auf zukünftige Ereignisse und Marktentwicklungen widerspiegeln. Die tatsächlichen Ergebnisse können wesentlich von den in dieser Studie geäußerten oder implizierten Erwartungen aufgrund bekannter und unbekannter Risiken und Unsicherheiten abweichen.

Die hier dargestellten Inhalte sind untrennbar mit der konkreten Fragestellung und den Rahmenbedingungen des zugrundeliegenden Themas / Projektes verknüpft, die sich möglicherweise nicht aus dem Dokument selbst erschließen. Die Inhalte dieses Dokuments beanspruchen daher keinerlei Aussagekraft für andere Fragestellungen unter anderen Rahmenbedingungen. Dies gilt insbesondere für Dokumente, die nicht explizit als Gutachten gekennzeichnet sind. Die Übertragbarkeit auf andere Fragestellungen (wie z.B. in Gerichts- und Schiedsverfahren) ist generell nicht gegeben und wäre durch enervis im Einzelfall zu prüfen, sowie schriftlich zu bestätigen. Dokumentationen, die als „Kurzstudien“ gekennzeichnet sind, geben die Inhalte eines Projektes nur verkürzt wieder. Dokumentationen, die als „Ergebnispapiere“ gekennzeichnet sind, fokussieren darüber hinaus die Ergebnisse eines Projektes und gehen nicht detailliert auf Herleitung oder Methodik ein.

Zu konkreten Fragestellungen sollte stets eine anlassbezogene und qualifizierte Beratung (z.B. durch Berater, Rechtsanwälte) eingeholt werden.

Auftraggeber dieser öffentlichen Studie ist die Next2Sun Technology GmbH.



enervis energy advisors GmbH  
Schlesische Str. 29-30  
10997 Berlin  
Germany  
Fon +49 (0)30 695175-0  
Fax +49 (0)30 695175-20

E-Mail [kontakt@enervis.de](mailto:kontakt@enervis.de)