



# Berichte über Landwirtschaft

Zeitschrift für Agrarpolitik und Landwirtschaft

**BAND 100 | Ausgabe 2**

**Agrarwissenschaft**  
**Forschung**  

---

**Praxis**

# PV-Freiflächenanlagen: Rahmenbedingungen und Wirtschaftlichkeit

Von Jonas Böhm, Thomas de Witte und Elke Plaas

## 1 Einleitung

Der Umbau der Energieversorgung zum Klimaschutz ist spätestens seit dem Pariser Klimaabkommen die zentrale gesellschaftliche Herausforderung des 21. Jahrhunderts (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2017). Die Transformation des Stromsektors hin zu erneuerbaren Energien, wurde in Deutschland schon im Jahr 2000 mit dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) eingeleitet (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020). Der Ausbau der PV-Anlagen ist dabei von zentraler Bedeutung. Insbesondere aufgrund der geringeren Stromgestehungskosten stellen sich aktuell PV-Freiflächenanlagen (PV-FFA) als ein bedeutsamer Baustein der Energiewende dar.

Die Entwicklung wird innerhalb des landwirtschaftlichen Sektors sehr unterschiedlich wahrgenommen. Auf der einen Seite versuchen Landwirte bzw. Flächeneigentümer von der Erzeugung des PV-Stroms zu profitieren und sehen darin alternative Einkommensmöglichkeiten. Auf der anderen Seite sehen vor allem Pächter das Risiko einer zunehmenden Nutzungskonkurrenz. Sie befürchten, nicht mit der solaren Stromerzeugung um die Fläche konkurrieren zu können und sehen die Gefahr von Flächenverlusten. Verstärkt wird diese Entwicklung durch den Umstand, dass es zunehmend rentabel wird, PV-FFA auch außerhalb des EEG zu realisieren.

Dieser Artikel zielt darauf ab, landwirtschaftliche Unternehmen bei der Entscheidungsfindung für eine Verpachtung oder Investition in eine PV-FFA zu unterstützen. Die Realisierung und Rentabilität von PV-FFA hängt von zahlreichen Faktoren ab, welche nachfolgend erläutert werden. Hierfür werden in Kapitel 2 zunächst die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen beschrieben, die die Wirtschaftlichkeit der Anlagen beeinflussen. Anschließend werden in Kapitel 3 wichtige Annahmen für die Analyse der Rentabilität von PV-FFA hergeleitet. Dabei werden Investitionsbedarfe und Betriebskosten sowie mögliche Erträge und Vermarktungsmöglichkeiten berücksichtigt. In Kapitel 4

wird die Rentabilität verschiedener Anlagengrößen an unterschiedlichen Standorten analysiert. Als Indikatoren für die Rentabilität werden die Stromgestehungskosten, die Grundrenten sowie die interne Verzinsung herangezogen. Weiterhin wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse die Bedeutung der Entfernung zum nächsten Netzeinspeisepunkt für die Rentabilität dargestellt. Abschließend werden die Haupteinflussfaktoren identifiziert, welche bei der Entscheidungsfindung berücksichtigt werden sollten.

## 2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Rentabilität von PV-FFA werden vor allem durch zwei Gesetzesgrundlagen beeinflusst. Das EEG schreibt zunächst wichtige Fördermodalitäten vor. Dies umfasst die Flächenkategorien, auf denen PV-FFA errichtet werden dürfen, mögliche Anlagengrößen sowie die zugesicherte Einspeisevergütung. Daher werden in Abschnitt 2.1 zunächst Kerninhalte des EEG mit Blick auf die Stromerzeugung in PV-FFA beschrieben. Darüber hinaus ist für eine Realisierung die Baugesetzgebung zu berücksichtigen. Für Anlagen außerhalb der EEG-Förderung ist diese insbesondere relevant. In Abschnitt 2.2 werden die baurechtlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung von PV-FFA näher beschrieben.

### 2.1 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021) ist für die rechtlichen Rahmenbedingungen von PV-FFA entscheidend. Es wurde mit dem Ziel eingeführt, den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen und den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu reduzieren. Neben allgemeinen Regelungen zur Einspeisung von erneuerbaren Energien in das deutsche Stromnetz, bietet das EEG einen festen Vergütungsrahmen als Investitionsanreiz in erneuerbare Energien. Da es sich bei der Einspeisevergütung um das zentrale Förder-Element des EEG handelt, wird diese im Folgenden genauer betrachtet.

Um für Strom aus einer PV-FFA eine zugesicherte Einspeisevergütung nach EEG zu erhalten, muss diese in einer bestimmten Flächenkulisse gebaut werden. Diese ist nach § 37 und § 48 EEG 2021 definiert. Folgende Gebietskulissen sind aktuell für die Förderung von PV-FFA zugelassen:

- (1) Flächen mit dem Zweck eine Solaranlage zu errichten (nach § 30 BauGB in Bebauungsplänen von vor dem 1. September 2003).
- (2) Bereits versiegelte Flächen, wie z. B. Parkplätze.
- (3) Gewerbe – und Industriegebiete mit dem Zweck einer Solaranlage.
- (4) Konversionsflächen, also Flächen mit ehemaliger wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung, welche kein Naturschutzgebiet bilden.

- (5) Flächen nach § 38 Satz 1 BauGB, also Flächen bei denen mit einem Planfeststellungsverfahren die PV-Anlage als ein Vorhaben von überörtlicher Bedeutung festgelegt wird (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2020).
- (6) Flächen in einem 200 Meter Randstreifen, längs von Autobahnen oder Schienenwegen. Es gilt hierbei einen 15 Meter Korridor und die ortsspezifischen Einschränkungen durch das Verkehrsrecht und die Straßenämter zu beachten.
- (7) BImA-Flächen, Flächen die im Eigentum des Bundes stehen und für PV-Anlagen freigegeben sind. Für den Erhalt einer Förderung ist bei diesen Flächen unabhängig von der Anlagengröße die Teilnahme an einer Ausschreibung der Bundesnetzagentur verpflichtend.
- (8) Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten, aber nur wenn eine Länderöffnungsklausel von den Landesregierungen erlassen wurde. Für den Erhalt einer Förderung ist bei diesen Flächen ebenfalls unabhängig von der Anlagengröße die Teilnahme an einer Ausschreibung der Bundesnetzagentur verpflichtend. Hinsichtlich der Länderöffnungsklauseln für PV-Anlagen in benachteiligten Gebieten existieren erhebliche Unterschiede zwischen den Bundesländern. Die von der Bundesnetzagentur (2022) veröffentlichten Öffnungsverordnungen (Stand April 2022) zeigen, dass nur in acht Bundesländern (Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Sachsen, Sachsen-Anhalt) überhaupt eine Öffnungsklausel existiert. Dabei findet eine starke Mengenregulierung der möglichen Zuschläge statt. In Bayern ist die größte Anzahl an Geboten zugelassen.

Zusammenfassend bleibt festzustellen, dass es große Unterschiede zwischen den Bundesländern gibt. Ist die Anlage auf der beschriebenen Gebietskulisse gebaut, kann eine Einspeisevergütung zugesichert werden. Wie hoch diese Einspeisevergütung ausfällt, hängt von der Anlagengröße ab. Als Anlagengröße wird hierbei die installierte Leistung der Module in Watt peak (Wp) angenommen. Dies beschreibt die maximal mögliche Leistung unter genormten Standardbedingungen (25°C Zelltemperatur, 1.000 W/m<sup>2</sup> Strahlung, 90° Einstrahlungswinkel) (Günnewig et al., 2007). Bis zu einer Anlagengröße von 750 kWp kann für PV-FFA ein fester Vergütungssatz angenommen werden. Für diesen im EEG festgelegten „anzulegenden Wert“ ist eine flexible Degression (§ 49 EEG 2017) vorgesehen. Diese passt sich als sogenannter „atmender Deckel“, in Abhängigkeit der jährlich neu installierten PV-Leistung in Deutschland an.

Anlagen mit einer Leistung von über 750 kWp müssen an einer Ausschreibung teilnehmen, um eine zugesicherte Einspeisevergütung zu erhalten. Dabei wird die maximale Anlagengröße auf 20 MWp

begrenzt. Nur bei einem erfolgreichen Gebot wird eine gesetzlich zugesicherte Einspeisevergütung gewährt.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass im EEG das Risiko negativer Börsenstrompreise aufgrund von Stromüberschüssen und daraus resultierender Erlösausfälle auf die Anlagenbetreiber überwältigt wird. Nach § 51 Abs. 1 EEG 2021 sinkt der anzulegende Wert auf null, wenn der negative Spotmarktpreis länger als vier Stunden anhält. Dies gilt nur für Anlagen > 500 kWp. Nach bisherigen Auswertungen ist danach mit Ausfällen bei den Stromerlösen i. H. von ca. 1 % der Strommenge zu rechnen (Wust - Wind & Sonne, 28. August 2020).

Sofern der erzeugte PV-Strom selbst verbraucht wird, ist zu beachten, dass ab einer Anlagengröße von 30 kWp 40 % der EEG-Umlage an den Netzbetreiber gezahlt werden müssen, sodass zusätzliche Kosten für den selbst erzeugten Strom anfallen. Bei Anlagen, die am Ausschreibungsverfahren teilgenommen haben, ist es nach § 27a EEG 2021 nicht möglich, den Strom selber zu nutzen, ohne den Förderanspruch zu verlieren, sodass defacto der Eigenstromverbrauch nur bis zu einer Anlagengröße von 750 kWp möglich ist.

Das EEG und die darin definierten Fördermodalitäten haben seit 2000 den Ausbau insbesondere der PV-Freiflächenanlagen maßgeblich beeinflusst. Aufgrund gesunkener Kosten werden seit ca. 2020 zunehmend Anlagen außerhalb des EEG realisiert. Für diese Anlagen sind insbesondere die baurechtlichen Rahmenbedingungen maßgebend.

## 2.2 Baurechtliche Rahmenbedingungen für die Errichtung von PV-FFA

Parallel zur Regelung im EEG bestimmen vor allem baurechtliche Vorgaben die grundsätzliche Möglichkeit, PV-FFA zu errichten. Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend die wesentlichen baurechtlichen Voraussetzungen für den Bau von PV-FFA beschrieben.

PV-FFA fallen als bauliche Anlagen grundsätzlich unter das Baurecht. In den meisten Fällen sind sie nicht als landwirtschaftliche Vorhaben nach § 35 Abs. 1 BauGB privilegiert (Busse, 2018). Für den Bau von PV-FFA müssen daher sowohl das Planungsrecht, als auch das Genehmigungsrecht berücksichtigt werden. Das Planungsrecht findet in Form der Bauleitplanung, das Genehmigungsrecht in Form der Baugenehmigung Anwendung (EnergieAgentur NRW, 2019).

Bei der Bauleitplanung ist zwischen zwei Ebenen zu unterscheiden: a) der Flächennutzungsplan und b) der Bebauungsplan. Der Flächennutzungsplan ist eine Voraussetzung für den Bebauungsplan und gibt die beabsichtigte Bodennutzung an. Er wird vom Gemeinderat beschlossen, hat aber keine unmittelbare Rechtswirkung. Ist die Flächennutzung in einem Bebauungsplan definiert, besteht hingegen eine rechtsverbindliche Wirkung. So kann die PV-FFA nur realisiert werden, wenn der Bebauungsplan dies zulässt. Die Änderung des Bebauungsplans erfolgt ebenfalls über einen Beschluss des Gemeinderates. Soll die Gebietskulisse explizit für Photovoltaikanlagen zugelassen werden, besteht die Möglichkeit, das Gebiet als „Sondergebiet Photovoltaik“ auszuweisen.

Allerdings hat die Gemeinde bei der Aufstellung und Änderung von Bebauungsplänen öffentliche und private Belange abzuwägen. Dazu zählen Umwelt- und Naturschutzaspekte, aber auch das Landschaftsbild sowie private Bürgerbelange (Kelm et al., 2019, Heußler, 2011). Es werden hierfür sowohl die Meinungen der Bürgerinnen und Bürger als auch die Stellungnahmen von Fachbehörden berücksichtigt. Ein Beispiel dafür sind naturschutzfachliche Gutachten im Auftrag der unteren Naturschutzbehörde. Somit wird dafür Sorge getragen, dass ökologisch wertvolle Flächen nicht beansprucht werden und die Akzeptanz in der örtlichen Bevölkerung vorhanden ist (Kelm et al., 2019). Des Weiteren können mit dem Bebauungsplan notwendige Ausgleichsflächen und Maßnahmen festgelegt werden (Busse, 2018). Die Änderung des Bebauungsplans kann sich zum Teil über mehrere Jahre erstrecken und sollte frühzeitig bei der Planung einer PV-FFA berücksichtigt werden.

Alternativ kann eine Genehmigung auch über ein sogenanntes Planfeststellungsverfahren nach § 38 Satz 1 BauGB erfolgen. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass das Bauvorhaben von überörtlicher Bedeutung ist. Die Entscheidung, ob dies gegeben ist, trifft die Planfeststellungsbehörde (z. B. Bezirksregierung oder Landesverwaltungsämter). Dennoch sind die Interessen der Gemeinde sowie städtebaulicher Belange zu berücksichtigen. Beispielsweise werden Anlagen auf Deponieflächen häufig über ein Planfeststellungsverfahren genehmigt.

In beiden Fällen erfolgt die Baugenehmigung durch die unteren Bauaufsichtsbehörden, welche auf Landkreisebene in der Stadt- oder Kreisverwaltung organisiert sind. In dem Genehmigungsverfahren wird geprüft, ob die Anlage gegen öffentlich-rechtliche Vorschriften und Regelungen verstößt. Dazu gehören z. B. Boden-, Arten- oder Naturschutzgesetze (Busse, 2018). Ob eine Baugenehmigung notwendig ist, hängt von dem jeweiligen Landesrecht bzw. der Landesverordnung ab (Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V., 2012). So sind z. B. in Mecklenburg-Vorpommern PV-Freiflächenanlagen baugenehmigungsfrei, wenn diese im zulässigen Geltungsbereich eines

Bebauungsplanes erbaut werden oder die Genehmigung über ein Planfeststellungsverfahren erfolgt (Regierung Mecklenburg-Vorpommern, 2020).

### 3 Herleitung von Annahmen für die Wirtschaftlichkeit von PV-FFA

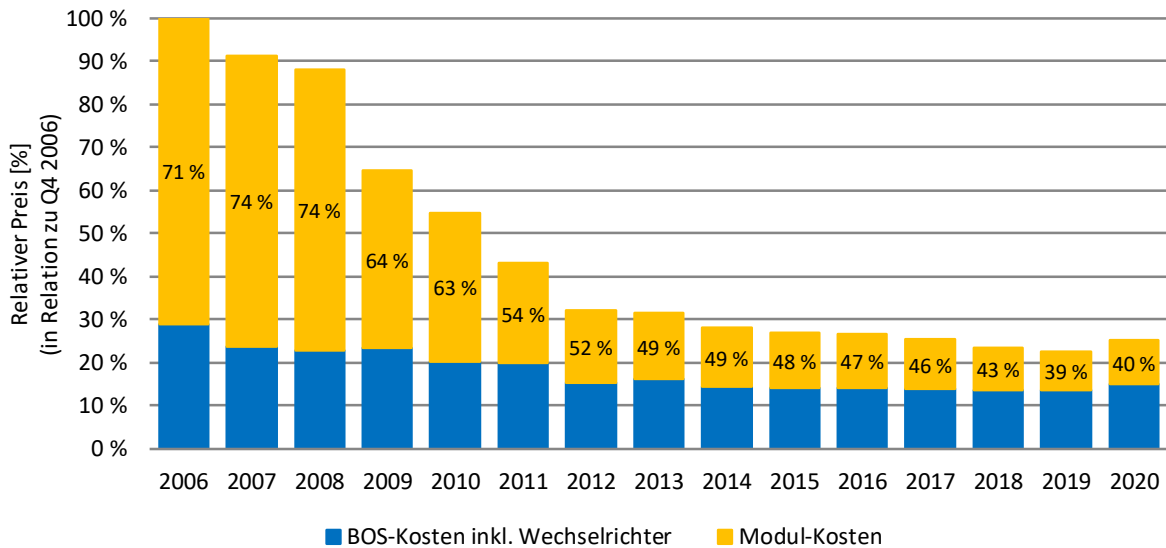
Über die rechtlichen Rahmenbedingungen hinaus sind für die Analyse der Rentabilität Annahmen zu technischen Parametern, dem Investitionsbedarf, den Betriebskosten sowie den Stromerträgen und Erlösen zu treffen. Nachfolgend wird daher der technische Fortschritt der letzten Jahre im Bereich PV beschrieben, um auf dieser Basis wesentliche Annahmen für die späteren Kalkulationen treffen zu können.

#### 3.1 Entwicklung des Investitionsbedarfs und der Betriebskosten von PV-FFA

Als größte Kostenblöcke für die Stromerzeugung mit PV ergeben sich der Investitionsbedarf sowie die laufenden Betriebskosten. Daher wird nachfolgend beschrieben, wie sich der spezifische Investitionsbedarf für PV-Freiflächenanlagen sowie die laufenden Betriebskosten im Zeitverlauf entwickelt haben und aus welchen Komponenten sie sich zusammensetzen.

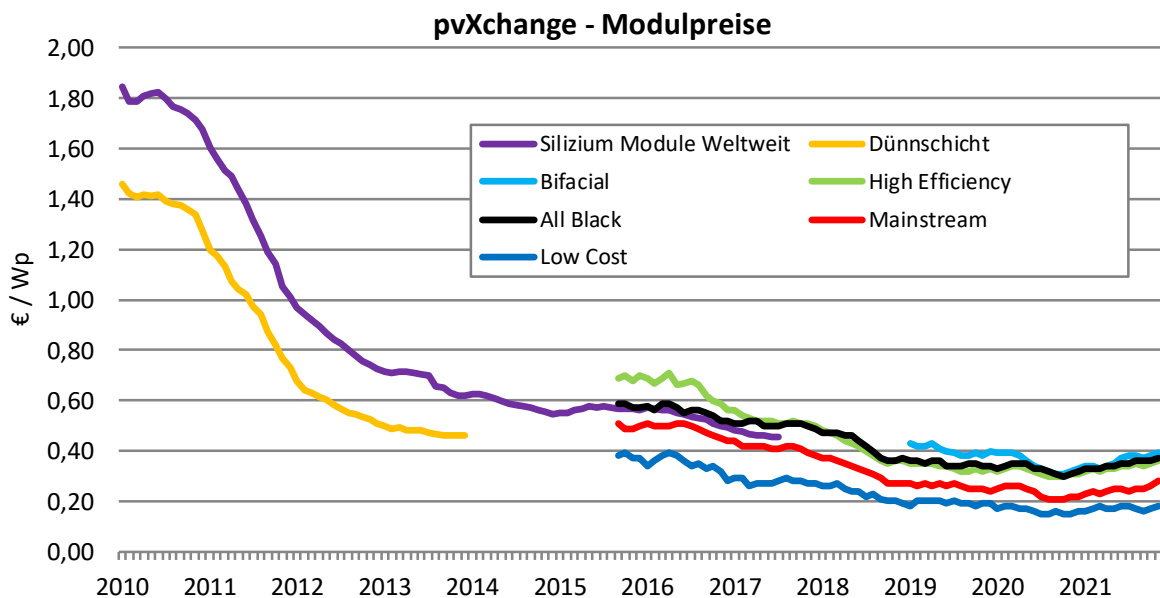
##### 3.1.1 Investitionsbedarf von PV-FFA

Der Investitionsbedarf von PV-FFA ergab sich in der Vergangenheit vor allem aus den Anschaffungskosten für Module. Darüber hinaus sind jedoch auch die Anschaffungskosten für Wechselrichter und Trafos, Fundamente, Aufständers- und Halterungssystemen, Netzanschlusskosten, Kabel sowie Planungs- und Installationskosten relevant, die häufig unter dem Begriff BOS-Kosten (Balance-of-System) aggregiert werden. In Abbildung 1 ist die Kostenentwicklung beispielhaft für Dachanlagen dargestellt. Analog ist die Entwicklung auch für PV-FFA zu sehen. Es geht zum einen daraus hervor, dass der Investitionsbedarf seit 2006 um mehr als 70 % gesunken ist. Haupttreiber dieser Entwicklung waren sinkende Modulpreise. In der Folge ist jedoch die Bedeutung der BOS-Kosten auf knapp 60 % des Investitionsbedarfs gestiegen.



Quelle: (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2021)

**Abb. 1: Durchschnittliche Kosten für eine PV-Dachanlage (10 kWp - 100 kWp).**



Quellen: (Schachinger, 2. September 2020, pvXchange.com, 2021).

**Abb.2: pvXchange - Modulpreise von Januar 2010 bis November 2021.**

Die Kostendegression ist vor allem auf sinkende Modulpreise zurückzuführen (Abb. 2). Es wird deutlich, dass die Modulpreise für Standardmodule (Mainstream) in dem dargestellten Zeitraum um 86 % gesunken sind. Dabei fand bis Mitte 2020 eine kontinuierliche Kostendegression statt. Seitdem ist eine leichte Kostensteigerung zu verzeichnen. Aufgrund des bedeutenden Einflusses der



Modulpreise auf den Investitionsbedarf, ist die Umsetzung von PV-Projekten meist direkt von den Modulpreisen abhängig.

Bei den BOS-Kosten nehmen vor allem die Wechselrichter, Kosten für die Aufständerung und Installationskosten einen großen Anteil ein. Im Vergleich zu den Modulpreisen hat sich hier aber eine deutlich geringere Kostendegression entwickelt. Zu berücksichtigen ist, dass die Nutzungsdauer der Wechselrichter mit 10 - 15 Jahren deutlich geringer ist als die der Gesamtanlage, für die in der Regel eine Nutzungsdauer von 20 - 30 Jahren angenommen wird (Kelm et al., 2019). Somit ist in der Regel ein Austausch der Wechselrichter im Laufe der Nutzungsdauer notwendig.

Häufig kann der Bau einer PV-FFA aufgrund hoher Netzanschlusskosten wirtschaftlich nicht realisiert werden. Dabei ist zwischen den Kosten für die Kabeltrasse und den Kosten für den Trafo und ggf. einem Umspannwerk zu unterscheiden. Ein Trafo ist meist notwendig, um die Spannung des Mittelspannungsnetzes zu erreichen, in welches in der Regel eingespeist wird. Wie dieser dimensioniert werden muss und welche Kosten dafür anfallen, hängt von den örtlichen Gegebenheiten ab und ist somit stark projektspezifisch. Für eine 750 kWp Anlage können zum Beispiel Kosten in Höhe von 55.000 € je Trafo angesetzt werden (Neumann, 2020). Ein Umspannwerk ist gegebenenfalls für sehr große Anlagen notwendig, ist aber von den örtlichen Gegebenheiten abhängig. Die Kosten der Kabeltrasse werden vor allem durch die Entfernung zwischen der Anlage und dem Netzanschlusspunkt bestimmt, der vom Netzbetreiber individuell zugeteilt wird. Je Kilometer ist hier mit Kosten in Höhe von ca. 100.000 €/km zu rechnen (Zach, 2021). Da die Kabeltrasse unabhängig von der Anlagengröße ist, können bei größeren Anlagen erhebliche Skaleneffekte realisiert werden.

### 3.1.2 Entwicklung der laufenden Betriebskosten

Bei einer wirtschaftlichen Betrachtung sind neben dem Investitionsbedarf einer PV-Anlage auch die laufenden Kosten nicht zu vernachlässigen. Die jährlichen Kosten, in der Literatur auch mit OPEX oder O&M (Operation & Maintenance costs) beschrieben, setzen sich aus den folgenden Komponenten zusammen: Instandhaltungskosten (Wartung und Reparaturrücklagen), Reinigungskosten, Betriebskosten, Kosten für Versicherungen, Direktvermarktungskosten, Rückbaukosten, Pachtkosten sowie Fernüberwachungskosten.

In vielen bisherigen Arbeiten werden die jährlichen Kosten als relativer Anteil aus dem Investitionsbedarf abgeleitet. Die bisherigen Annahmen schwanken zwischen 0,8 und 3,5 % des

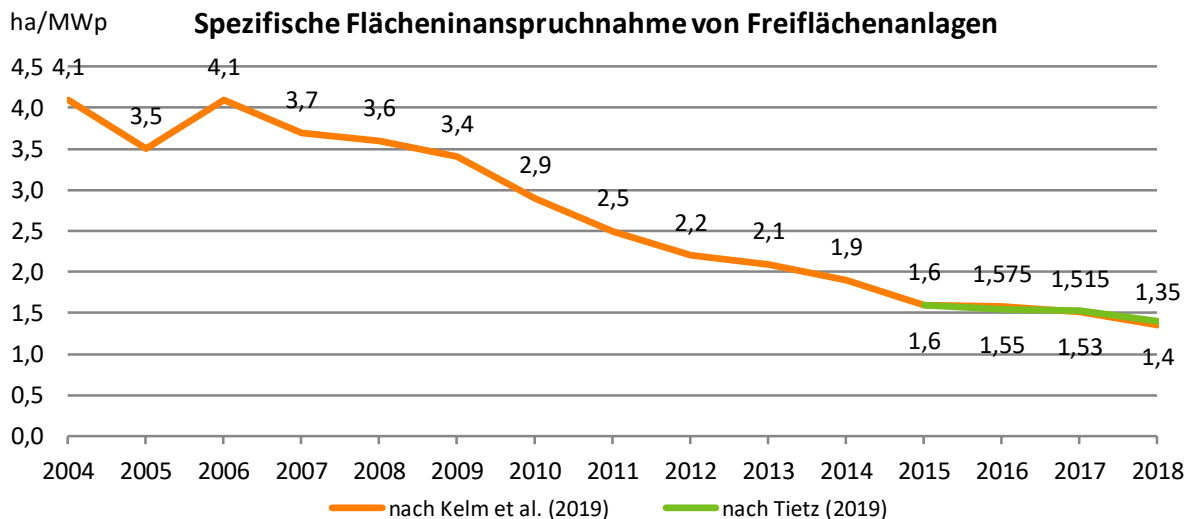
Investitionsbedarfs (López Prol, 2018, Quaschnig, 2020, Shimura et al., 2016, Sterchele et al., 2020). Allerdings wurde zuvor deutlich, dass der Investitionsbedarf im Zeitverlauf deutlich gesunken ist. Daher erscheint eine relative Annahme in Abhängigkeit des Investitionsbedarfs nicht zielführend (vgl. auch Muñoz-Cerón et al. (2018)). Die angesetzten absoluten laufenden Betriebskosten schwanken in der Literatur zwischen 9,2 €/kWp/Jahr und 16,25€/kWp/Jahr (Bundesverband Solarwirtschaft, 2020, Kelm et al., 2019, Vartiainen et al., 2020, Wust - Wind & Sonne, 28. August 2020).

Dabei werden die Pachtkosten meist separat ausgewiesen. Auch bei den laufenden Kosten ergeben sich Skaleneffekte, da wesentlich Kosten wie Betriebs- und Überwachungskosten unabhängig der Anlagengröße anfallen. Weiterhin ist zu beachten, dass sich der Wartungsaufwand mit zunehmender Nutzungsdauer erhöht. In der Planung wird daher häufig mit einer jährlichen Steigerung der Wartungskosten in Höhe von 1 - 2 %/Jahr kalkuliert (Bundesverband Solarwirtschaft, 2020, Kelm et al., 2019, López Prol, 2018, Wust - Wind & Sonne, 28. August 2020).

Die gezahlten Pachtpreise für Flächen von PV-FFA variieren je nach Standort zwischen 1.300 und 2.500 €/ha/Jahr (landverpachten.de, 2020, Schindele, 30. September 2020, Wust - Wind & Sonne, 28. August 2020). Zum Teil werden aber auch Pachtpreise bis zu 7.000 €/ha/Jahr genannt (Bundesverband Solarwirtschaft, 2020).

Mit Blick auf die Rentabilität von Anlagen sind jedoch nicht nur die flächenbezogenen Pachtkosten relevant, sondern auch der erforderliche Flächenbedarf je MWp. Effizientere Module und optimierte platzsparende Aufstellmöglichkeiten haben den spezifischen Flächenbedarf in den letzten Jahren von ursprünglich mehr als 4 ha/MWp auf derzeit weniger als 1,5 ha/MWp verringert (siehe Abb. 3) (Cossu, Baccoli und Ghiani, 2021, Günnewig et al., 2007).

Darüber hinaus beeinflusst auch die Anlagengröße den spezifischen Flächenbedarf, da der Anteil nicht genutzter Randflächen mit zunehmender Anlagengröße abnimmt (Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V., 2020, Schindele et al., 2020). So liegt der spezifische Flächenbedarf für aktuelle Großprojekte sogar unter 1 ha/MWp (Enkhardt, 2020a, Enkhardt, 2020b). Aus Versicherungsgründen wird die benötigte Anlagenfläche meist durch einen Zaun abgegrenzt.



Anmerkung: nur Anlagen > 750 kWp werden berücksichtigt. Quellen: (Kelm et al., 2019, Tietz, 2019).

**Abb. 3: Spezifische Flächeninanspruchnahme von PV-Freiflächenanlagen.**

### 3.2 Die Entwicklung der Stromerträge und Stromerlöse

Auf der Erlösseite bestimmen die erzielbaren Stromerträge und Strompreise die Rentabilität. Daher wird im Folgenden beschrieben, wie sich die zu erzielenden Stromerträge und zu erzielenden Strompreise bzw. Stromvermarktungsmöglichkeiten im Zeitablauf entwickelt haben.

#### 3.2.1 Entwicklung der spezifischen Stromerträge und Systemeffizienz

Maßgebend für den Stromertrag ist zunächst die Globalstrahlung ( $\text{kWh/m}^2$ ). Diese trifft in einer unterschiedlichen Intensität auf den Boden und kann aufgrund von Wetterverhältnissen zwischen den Jahren schwanken. Die Strom-Ertragsleistung einer Photovoltaikanlage hängt neben dem Standort von dem Wirkungsgrad der Anlage und den Umweltbedingungen ab. Üblicherweise werden die jährlichen spezifischen Stromerträge je installierte Leistung angegeben ( $\text{kWh/kWp/Jahr}$ ).

Von besonderer Bedeutung ist dabei der Standort, da die Globalstrahlung in Süddeutschland mit  $1.250 \text{ kWh/m}^2$  etwa ein Viertel höher ist als in Norddeutschland mit  $950 \text{ kWh/m}^2$  (Deutscher Wetterdienst, 2020).

Im Mittel der Jahre 2002 bis 2019 lag der Stromertrag aller in Deutschland installierten Anlagen bei  $958 \text{ kWh/kWp}$  (Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V., 2020). Dabei ist jedoch zu beachten, dass es sich zum Teil um ältere Anlagen handelt. Für neue Anlagen ist nach Kost et al. (2021) in Süddeutschland eine jährliche Stromerzeugung von  $1.300 \text{ kWh/kWp}$  und in Norddeutschland von

900 kWh/kWp möglich. Für geplante Anlagen existierten frei zugängliche Prognosemodelle, um den PV-Ertrag vorab aus der Globalstrahlung abzuleiten (Solargis, 2021). Zu beachten ist, dass verschiedene Faktoren die tatsächlich realisierten Erträge beeinflussen können. Unter anderem kann die Ausrichtung der Anlage zur Sonne die spezifischen Erträge stark verändern. Aber auch die Leistungsverluste der jeweiligen Anlagen sind mit zu berücksichtigen.

Weiterhin ergeben sich Schwankungen zwischen den Jahren. So kam es zwischen 2002 und 2019 zu einer maximalen jährlichen Abweichung von 18 % vom Mittelwert (Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V., 2012). Nach López Prol (2018) haben sich für die gleichen Standorte die spezifischen Stromerträge seit 1999 fast verdoppelt. Haupttreiber dieser Entwicklung ist vor allem die gestiegene Modul- und Systemeffizienz.

Hinsichtlich des Stromertrages ist weiterhin zu berücksichtigen, dass die PV-Module einer Leistungsdegradation unterliegen, welche zu sinkenden spezifischen Stromerträgen mit zunehmendem Anlagenalter führen. Dies ist auf verschiedene Ursachen zurückzuführen. Hauptursachen sind in der Regel defekte Zellen (Hotspots, Risse), Glasbruch, Ablagerungen (Schmutz, Schnee, Eis) und Korrosion (Hara, Jonai und Masuda, 2015, Hernández-Callejo, Gallardo-Saavedra und Alonso-Gómez, 2019, Köhl, 2011, Neumann, 2020, Peinado Gonzalo, Pliego Marugán und García Márquez, 2020). Für neue Standardmodule wird von einem Leistungsverlust zwischen 0,2 und 0,7 % pro Jahr ausgegangen (Dirr, 2017, Kelm et al., 2019, Shiravi und Firoozzadeh, 2019, Wust - Wind & Sonne, 28. August 2020). Sachverständige setzen sowohl für mono- als auch für polykristaline Module in Deutschland 0,3 % p.a. an (Mayer-Friedrich und Kern, 3. Februar 2021).

Maßgeblich für die Umwandlungsrate von Globalstrahlung in Stromertrag ist das Zusammenspiel aller genannten Komponenten. Der Wirkungsgrad bzw. die Effizienz der aktuellen kommerziellen PV-Module liegt bei rund 20 % und von Wechselrichtern bei 98 % (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2021). Darüber hinaus ist aber auch der Systemwirkungsgrad relevant, welcher als Performance Ratio (PR) beschreiben wird. Sie gibt an, wie hoch der Ist-Ertrag im Verhältnis zum theoretisch möglichen Ertrag ist. Die PR ist unabhängig von Wirkungsgraden der Komponenten, sondern bezieht sich auf Verluste, die zum Beispiel durch die Erwärmung der Module entstehen (SMA Solar Technology AG, 2020). Die PR liegt bei aktuellen Freiflächenanlagen zwischen 85 % und 88 % (Kempf, 18. August 2020). Die ausschlaggebenden Verlustgrößen sind dabei die Teilverschattung von Modulen und somit Verluste aller zusammen geschalteten Module (String), die Verluste durch eine nicht optimale Ausrichtung zur Sonne, sowie Effizienzverluste der Module und Wechselrichter durch hohe Temperaturen. Mögliche Ausfallzeiten beispielsweise durch Wartungen

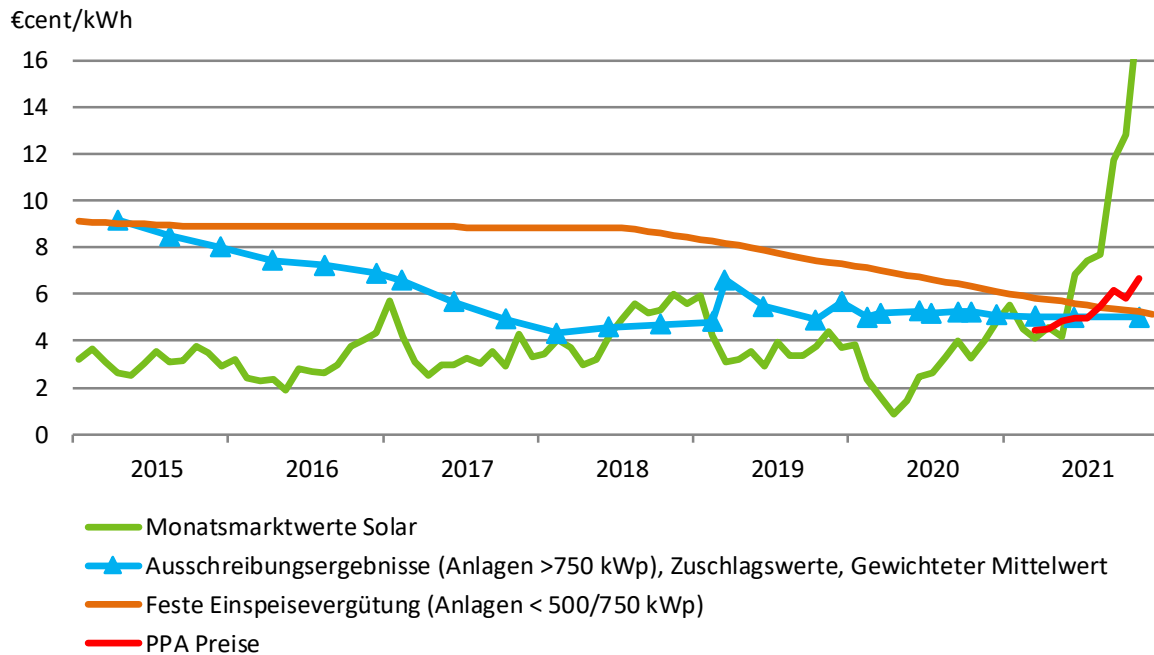
werden nicht für die PR berücksichtigt und müssen gesondert erfasst werden. In der Regel beträgt die Anlagenverfügbarkeit jedoch 98 - 99 % (Shimura et al., 2016).

### 3.2.2 Entwicklung der Stromerlöse und Stromvermarktungsmöglichkeiten

Die Vermarktung des erzeugten Solarstromes ist auf verschiedenem Weg möglich. Am häufigsten erfolgt die Vermarktung des Stromes über eine Direktvermarktung, wobei auf eine zugesicherte Einspeisevergütung durch das EEG zurückgegriffen wird. Darüber hinaus kann PV-Strom jedoch auch außerhalb des EEG mithilfe sogenannter PPA (Power-Purchase-Agreements) vermarktet werden. Daher werden nachfolgend beide Optionen sowie die zu erzielenden Erlöse näher beschrieben.

Die über das EEG zugesicherte feste Einspeisevergütung bis zu einer Anlagengröße von 750 kWp wurde in den letzten Jahren von 9 €ct/kWh in 2015 auf 5 €ct/kWh in 2022 verringert (vgl. Abb. 4). Anlagen über 750 kWp müssen erfolgreich an einer Ausschreibung teilnehmen, um eine zugesicherte Einspeisevergütung zu erhalten. Auch hier kam es seit 2015 zu deutlichen Rückgängen der Ausschreibungsergebnisse, allerdings mit wesentlich höheren Schwankungen als bei der festen Einspeisevergütung.

Der Monatsmarktwert Solar wird von den Übertragungsnetzbetreibern errechnet und ergibt sich aus den durchschnittlichen stündlichen Spotmarktpreisen gewichtet nach erzeugter Strommenge. Er zeigt damit an, zu welchem Preis der erzeugte Solarstrom im freien Handel an der Strombörse durchschnittlich vermarktet werden kann. Die Differenz zwischen Monatsmarktwert und zugesicherter Einspeisevergütung wird über die EEG-Umlage gefördert. Der Marktwert schwankte in der Vergangenheit in der Regel zwischen 2 und 6 €ct/kWh. Seit Mitte 2021 sind die Monatsmarktwerte Solar jedoch erheblich angestiegen, was den Marktschock durch die Covid-19 Epidemie sowie den Ukraine Konflikt widerspiegelt. Die Ursache sind die erheblichen Preissteigerungen auf dem Weltmarkt für fossile Rohstoffe. Da die Werte über der zugesicherten Einspeisevergütung liegen, ist es derzeit für viele Anlagenbetreiber wirtschaftlicher, ihren Strom direkt zu vermarkten, als weiterhin die EEG-Vergütung in Anspruch zu nehmen. Wie lange diese Hochpreisphase andauern wird, ist kaum abzuschätzen und nicht Gegenstand dieses Artikels. Nicht abgebildet sind die Strompreisschwankungen im Tagesverlauf.



Quelle: Eigene Abbildung nach (Bundesnetzagentur, 2021a, Bundesnetzagentur, 2021b, netztransparenz.de, 2021, Pexapark, 2021).

**Abb. 4: Ausschreibungsergebnisse und feste Einspeisevergütung von Freiflächenanlagen im Vergleich zu Monatsmarktwerten und Jahresmarktwerten Solar 2012 - 2021.**

Eine weitere Möglichkeit zur langfristigen Fixierung der Stromerlöse bieten PPA-Verträge. Hierbei werden Stromabnahmeverträge direkt zwischen Stromabnehmern und Anlagenbetreibern abgeschlossen. Sie bieten dem Erzeuger einen zugesicherten Preis und Abnahme. Als weiteren Vorteil lässt sich der PV-Strom als Ökostrom in viele Firmenkonzerte eingliedern und zu Marketingzwecke nutzen. Die PPA's unterliegen nur wenigen Regularien und es existieren somit zahlreiche Ausgestaltungsmöglichkeiten (Fuhs, 2020). Häufig werden Preise zunächst über 5 Jahre fixiert und danach in Anlehnung an örtliche Strombörsen indexiert (Fuhs, Hauff und Schachinger, Oktober 2018). Es existieren aber auch Verträge über 10 Jahren mit fixierten Preisen (pv magazine, 2020). Die PPA-Preise werden nicht öffentlich erhoben, verschiedene Anbieter versuchen aber die Marktlage zu erfassen. Zwischen März 2021 und November 2021 sind die PPA-Preise von 4,45 ¢cent/kWh auf 6,67 ¢cent/kWh angestiegen (Pexapark, 2021). Damit liegen sie derzeit über der EEG-Einspeisevergütung, was zunehmend zu Interesse führt, Anlagen auch außerhalb des EEG zu realisieren. Insbesondere für große Anlagen ist die genaue PPA-Vertragsausgestaltung für die Anlagenfinanzierung maßgebend (Fritsch, 21. Dezember 2021).

## 4 Rentabilitätsanalysen für verschiedene Anlagenkonstellationen und Standorte

Zuvor wurde deutlich, dass es zahlreiche Einflussfaktoren auf die Rentabilität von PV-FFA geben kann. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden die Rentabilität verschiedener Anlagengrößen an unterschiedlichen Standorten in Deutschland verglichen. Weiterhin wird die Bedeutung weiterer Einflussfaktoren, wie die Netzanschlusskosten oder das Pachtpreinsniveau auf die Rentabilität analysiert.

### 4.1 Methode

Um die Auswirkungen der genannten Einflussgrößen zu bestimmen, wird eine Szenario-Analyse durchgeführt. Dazu werden beispielhafte Anlagen-Szenarien aufgestellt, die sich in Bezug auf den Standort und die Anlagengröße unterscheiden. Als Standorte werden vier unterschiedliche Orte ausgewählt, welche die mögliche Spannweite der deutschen Globalstrahlung entsprechen. Die Anlagengröße wird an die im EEG festgelegten Größen-Kategorien angepasst. Im Einzelnen werden folgende Anlagengrößen berücksichtigt: 750 kWp als Anlage mit fester Einspeisevergütung; 2, 5 und 20 MWp als beispielhafte Anlagen die an einer EEG-Ausschreibung teilnehmen. Um auch die Entwicklung von sehr großen Anlagen (> 20 MWp) über das EEG hinaus zu berücksichtigen, wird auch eine 100 MWp Anlage betrachtet. Für jede Anlagengröße werden detaillierte Annahmen anhand der Literaturrecherche in Kapitel 3 sowie Experteninterviews erarbeitet.

Da insbesondere Einflussgrößen wie die Netzanschlusskosten, Investitionskosten und Pachtpreise die Realisierung von aktuellen Projekten bestimmen, wird der Einfluss dieser Kosten untersucht. Als Indikatoren für die Rentabilität werden folgende Kennzahlen verwendet:

- (1) die Stromgestehungskosten: Sie sind ein Indikator für die Wettbewerbsfähigkeit am Strommarkt. Die Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Einspeisevergütung spiegelt die Rentabilität wieder.
- (2) Grundrente: PV-FFA müssen am Pachtmarkt mit anderen Arten der Flächennutzung um den knappen Faktor Boden konkurrieren. Als wesentlicher Indikator für die Wettbewerbsfähigkeit am Bodenmarkt dient die Grundrente. Sie gibt die maximale Zahlungsbereitschaft für den Faktor Boden nach Abzug aller anderen Kosten an (Meyer, 2017).
- (3) interne Verzinsung: Ist ein Indikator für die Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Investoren streben eine möglichst hohe interne Verzinsung an.

Unter Berücksichtigung der erarbeiteten Annahmen wird eine dynamische Investitionskostenrechnung nach Mußhoff und Hirschauer (2020) durchgeführt. Die angepassten Formeln sind im Anhang 1 einzusehen. Für die Kalkulationen wird ein Standard-Tabellenkalkulationsprogramm verwendet.

## 4.2 Beschreibung der untersuchten PV-Anlagen und Annahmen

Als Anlagenstandorte wurden Kiel, Köln, Leipzig und München ausgewählt, da diese Städte die Spannweite der Globalstrahlung in Deutschland repräsentativ abbilden können (siehe Tabelle 1). Da, wie in Kapitel 3 beschrieben, eine starke zeitliche Entwicklung der Kosten vorhanden ist, wird für eine Vergleichbarkeit der Stand vom Juni 2021 dargestellt. Um die aus der zeitlichen Entwicklung erarbeiteten Annahmen zu validieren, wurden Experteninterviews mit Projektierungs- und Planungsbüros durchgeführt und für jede Anlagengröße spezifische Annahmen getroffen (siehe Tabelle 2) (Fritsch, 21. Dezember 2021, Hasenstab, 22. Dezember 2021, Henze, 14. Dezember 2021, Karrasch, 13. Dezember 2021, Mages, 17. Dezember 2021, Mayr, 1. Dezember 2021, Weingardt, 14. Januar 2022). Aus Gründen der besseren Vergleichbarkeit wird für alle Anlagen die gleiche Finanzierung unterstellt (vgl. Tabelle 3). Alle Kalkulationen sind netto und berücksichtigen die Perspektive des Generalunternehmens. Für die Kalkulationen wird folglich noch unterstellt, dass der nächtliche Eigenstromverbrauch der Wechselrichter unerheblich ist und die Rückbaukosten dem Restwert entsprechen (Fritsch, 21. Dezember 2021).

**Tabelle 1:**  
**Standortabhängige Annahmen**  
standortabhängige  
Annahmen

	Nord	West	Ost	Süd
Stromertrag im ersten Nutzungsjahr [kWh/kWp/a]	<b>981,6</b>	<b>1027</b>	<b>1074</b>	<b>1149</b>
Ort	<i>Kiel</i>	<i>Köln</i>	<i>Leipzig</i>	<i>München</i>
Koordinaten	<i>54.324422°, 010.129394°</i>	<i>50.928419°, 006.947022°</i>	<i>51.446133°, 012.441153°</i>	<i>48.132726°, 011.58165°</i>

Quelle: Solargis (2021)

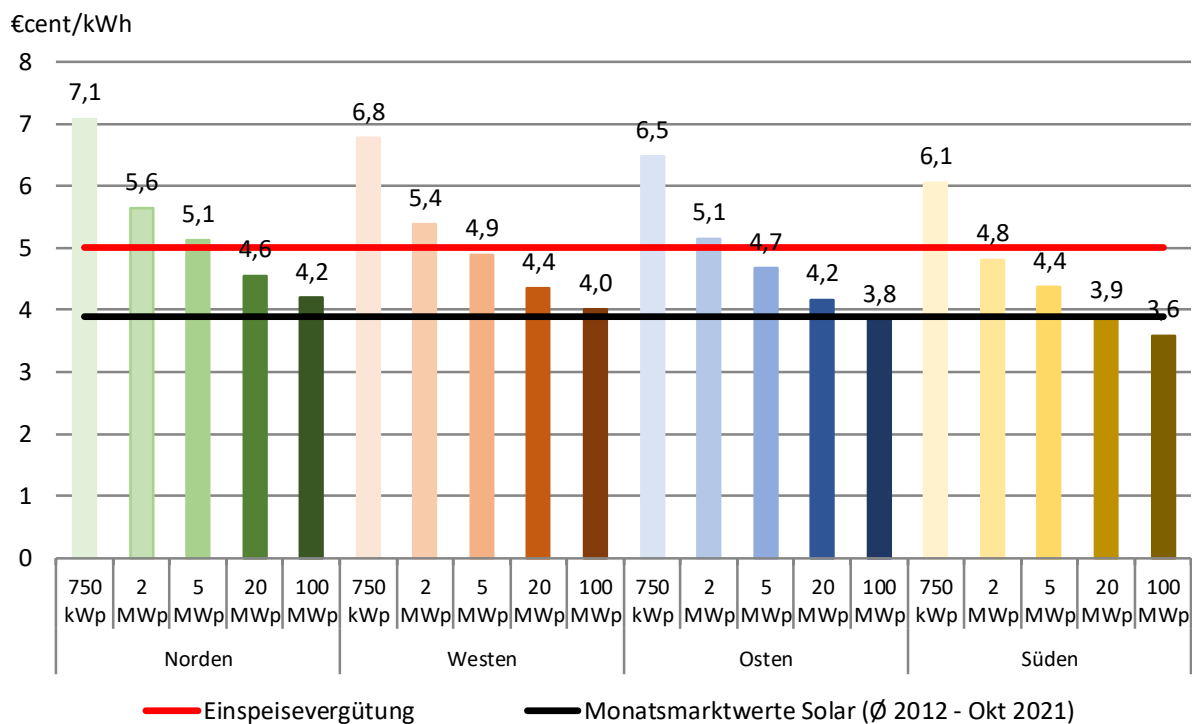


**Tabelle 2:****Größenabhängige Annahmen für PV-Freiflächenanlagen im Juni 2021**

<b>größenabhängige Annahmen</b>	<b>750 kWp</b>	<b>2 MWp</b>	<b>5 MWp</b>	<b>20 MWp</b>	<b>100 MWp</b>
Installierte Leistung [kWp]	<b>750</b>	<b>2.000</b>	<b>5.000</b>	<b>20.000</b>	<b>100.000</b>
spezifische Flächeninanspruchnahme [ha/MWp] inkl. Ausgleichsfläche innerhalb der Anlage	<b>2</b>	<b>1,3</b>	<b>1,2</b>	<b>1</b>	<b>0,9</b>
<i>genutzte Fläche [ha]</i>	1,5	2,6	6	20	90
Einspeisevergütung Ø aller Nutzungsjahre [€/kWh] Stand Juni (2021)	<b>0,056</b>	<b>0,05</b>	<b>0,05</b>	<b>0,05</b>	<b>0,0497</b>
Investitionsbedarf ohne Trafo und Anschlussleitung [€/kWp]	<b>660</b>	<b>610</b>	<b>570</b>	<b>530</b>	<b>475</b>
<i>Anschaffungskosten PV-Module [€/kWp]</i>	280	268	264	256	248
<i>Anschaffungskosten Wechselrichter [€/kWp]</i>	64	60	58	55	52
<i>Anschaffungskosten Aufständersystem [€/kWp]</i>	70	65	62	56	50
<i>Installationskosten [€/kWp]</i>	146	128	104	88	64
<i>Weitere Kosten für Hardware: Kabel, Fernsteuerbarkeit, Umzäunung etc. [€/kWp]</i>	35	30	27	25	20
<i>Kosten für Bebauungsplan, Baugenehmigung, Umweltgutachten, Netzanschluss Zertifizierung, Ertragsgutachten, Rechtshilfe, Gebotsgebühren, Sicherheiten etc. [€/kWp]</i>	65	59	55	50	41
Investitionsbedarf Trafo (*+Umspannwerk) [€/Anlage]	<b>70.000</b>	<b>110.000</b>	<b>240.000</b>	<b>650.000</b>	<b>6.000.000*</b>
Jährliche Kosten ohne Pacht [€/kWp/a]	<b>15,9</b>	<b>11,5</b>	<b>10,4</b>	<b>9,1</b>	<b>7,7</b>
<i>O&amp;M (Anlagenbetrieb, Überwachung, Berichterstattung, Inspektion, Wartung)</i>	7,6	4,8	4,1	3,5	2,6
<i>Reparaturrücklagen Wechselrichter [€/kWp/Jahr]</i>	2,6	2,4	2,3	2,2	2,1
<i>Grünlandpflege [€/kWp/Jahr]</i>	3	1,7	1,4	0,9	0,7
<i>Reinigung [€/kWp/Jahr]</i>	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<i>Kosten für Versicherungen [€/kWp/a]</i>	1	1	1	1	1
<i>Direktvermarktungs/Trader- und Fernüberwachungskosten [€/kWp/a]</i>	1,2	1,1	1	1	0,8

Quellen: Annahmen nach Kapitel 3 diskutiert und validiert mit Experteninterviews (Fritsch, 21. Dezember 2021, Hasenstab, 22. Dezember 2021, Henze, 14. Dezember 2021, Karrasch, 13. Dezember 2021, Mages, 17. Dezember 2021, Mayr, 1. Dezember 2021, Weingardt, 14. Januar 2022).



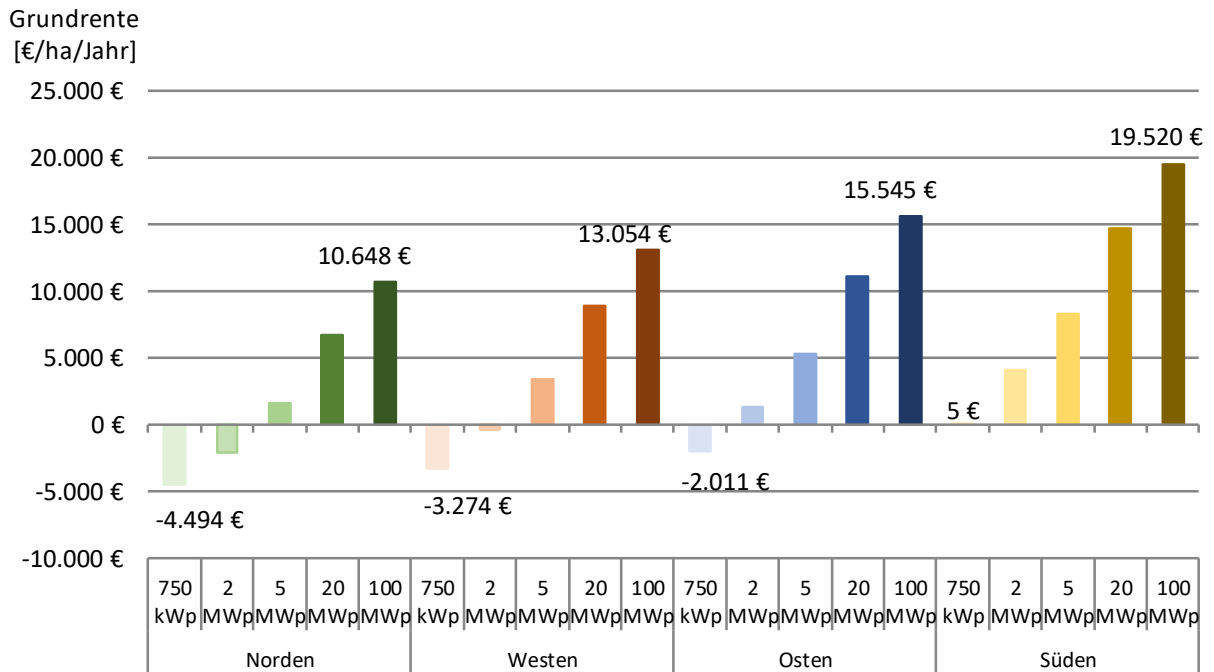


Quelle: Eigene Berechnungen

#### Abbildung 5: Stromgestehungskosten der Standortszenarien

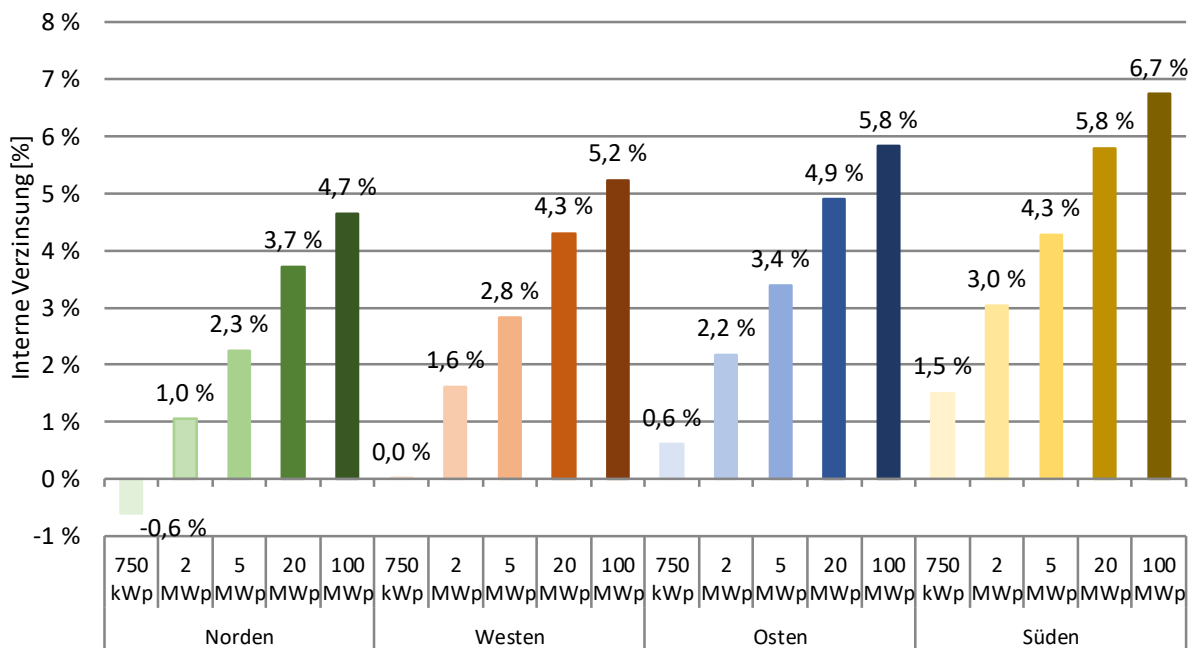
Auch die Grundrente (Abbildung 6) wird stark durch den Standort sowie die Anlagengröße beeinflusst. Aufgrund der hohen Stromgestehungskosten weisen die kleineren PV-Freiflächenanlagen zum Teil negative Grundrenten auf. Im gleichen Zusammenhang haben große und sehr große Anlagen hingegen sehr hohe Grundrenten von 10 bis 19 Tsd. €/ha/Jahr. Die extremen Unterschiede ergeben sich zum einen aus den unterschiedlichen Stromgestehungskosten. Hinzu kommt aber, dass größere Anlagen einen geringeren Flächenbedarf haben und somit je Anlagenfläche mehr Strom erzeugen. Dieser Effekt wird an sonnenreichen Standorten weiter verstärkt, weil hier die stärkere Globalstrahlung zu geringeren Stromgestehungskosten und höheren Stromerträgen führt. Deutlich wird weiterhin, dass die zu erwirtschaftenden Grundrenten um ein Vielfaches höher sind als die in der Landwirtschaft zu erzielenden Grundrenten, die in der Vergangenheit im Ackerbau bei durchschnittlich 270 €/ha/Jahr lagen (Hansen et al., 2021).

Die interne Verzinsung liegt zwischen -0,6 % und 6,7% (vgl. Abbildung 7) und ist ebenfalls von der Anlagengröße und dem Standort abhängig. Für Anlagen unter 5 MWp liegt die Verzinsung jedoch maximal bei 3 % und liegt damit bei etwa der Hälfte der Anlagen in der Größenklasse von 20 bis 100 MWp. Dies dürfte kaum als Investitionsanreiz ausreichen und verdeutlicht, warum derzeit vor allem Anlagen in der Größenklasse ab 5 MW zugebaut werden.



Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung 6: Grundrente der Standortszenarien**



Quelle: Eigene Berechnungen

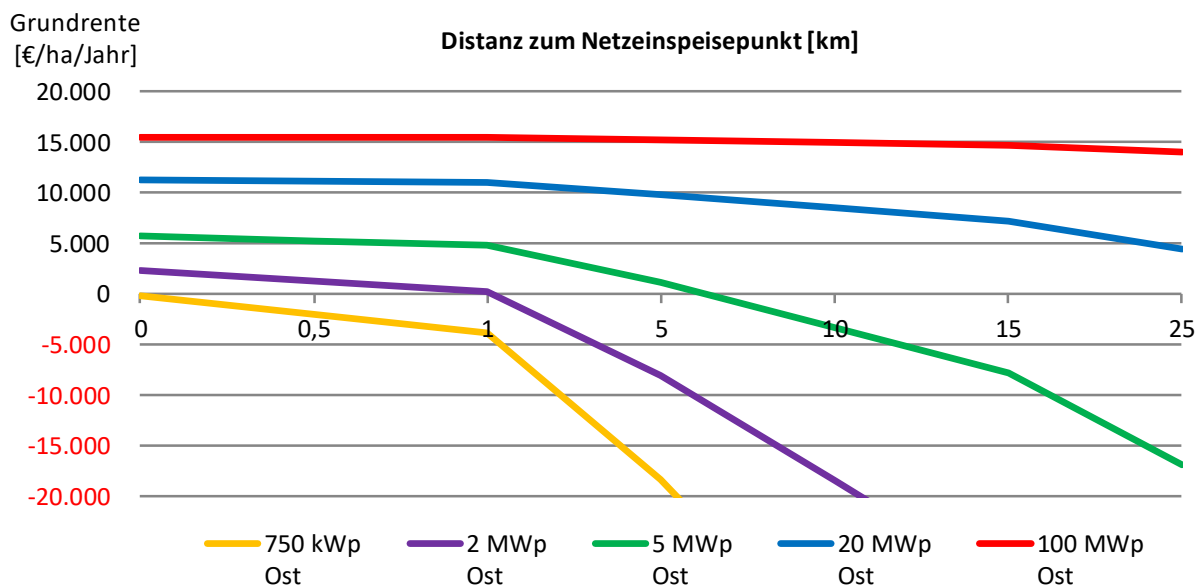
**Abbildung 7: Interne Verzinsung der Standortszenarien**

In vielen Diskussionen häufig unberücksichtigt bleibt der hohe Anteil der OPEX (jährliche Kosten ohne Abschreibung) an den jährlichen Einnahmen. Dieser schwankt zwischen 19 % bei der größten Anlage im Süden und 42 % bei der kleinsten Anlage im Norden und hat somit eine große Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit. Aber auch die Investitionskosten haben einen großen Einfluss. So führt eine

einprozentige Steigerung der Investitionskosten zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten von 0,7 %.

Die hohen Grundrenten deuten bereits an, dass die zu zahlenden Pachtpreise die Rentabilität der Anlagen nur wenig beeinflussen. Eine Sensitivitätsanalyse anhand der unterstellten Pachtpreise zeigt, dass eine Preiserhöhung von 500 €/ha/Jahr nur zu einer Steigerung der Stromgestehungskosten von 1,2 % führt. Somit haben auch die Opportunitätskosten der Flächennutzung und somit die Bodengüte und Ertragsfähigkeit kaum eine Auswirkung auf die Rentabilität einer PV-Freiflächenanlage. Somit besteht die Gefahr, dass aufgrund der hohen Rentabilität Anlagen künftig auch auf wertvollen Ackerbaustandorten umgesetzt werden, obwohl der gleiche Stromertrag auch auf schwächeren Ackerbaustandorten zu erzielen ist.

Sehr relevant für die Wirtschaftlichkeit ist hingegen die Distanz zum Netzeinspeisepunkt. Um den Einfluss zu veranschaulichen sind in Abbildung 8 die Grundrenten in Abhängigkeit von der Distanz zum Netzeinspeisepunkt dargestellt. Deutlich wird, dass der Einfluss der Distanz auf die Rentabilität erheblich von der Anlagengröße abhängt. Für eine 5 MWp Anlage im Osten kann die Distanz etwas mehr als 5 km betragen, bis die Grundrente negativ wird. Bei einer 2 MWp Anlage liegt die maximale Distanz hingegen bei nur 1 km. Bei einer 100 MWp Anlage ist hingegen selbst bei einer Distanz von 25 km kaum ein Effekt zu erkennen.



Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung 8: Einfluss der Distanz zum Netzeinspeisepunkt in Kilometer auf die Grundrente je Hektar am Beispiel der Anlagen im Osten**

## 5 Fazit

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Bau und die Rentabilität von PV-Freiflächenanlagen zunächst von den rechtlichen Rahmenbedingungen abhängen. Neben dem EEG wirken sich insbesondere regionale Unterschiede in der Auslegung der Baugesetzgebung auf die Möglichkeiten aus, PV-Freiflächenanlagen zu errichten. In vielen Fällen ist die Akzeptanz örtlicher Entscheidungsträger für die Errichtung von PV-Freiflächenanlagen erforderlich. Grundvoraussetzung ist in der Regel, dass der Gemeinderat einer Änderung des Bebauungsplans zustimmt. Dies kann zu erheblichen Unterschieden in der Umsetzung führen und damit regionale Konzentrationen begünstigen (vgl. Böhm (2022)).

Hinsichtlich der Anlageneffizienz gab es in den letzten Jahren einen erheblichen technischen Fortschritt, der dazu führt, dass die Stromgestehungskosten aus PV mittlerweile zu einer der günstigsten Optionen der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland zählen. Unter den Marktbedingungen im Juni 2021 war die Investition in PV-Freiflächenanlagen ab einer Anlagengröße von 5 MWp sehr rentabel. Allerdings wurde hierzu nur eine punktuelle Betrachtung durchgeführt, welche aber den Einfluss der zu berücksichtigenden Annahmen aufzeigt. Jüngere Marktentwicklungen zeigen starke Schwankungen bezüglich des Strompreises, Investitionsbedarfs und der Materialverfügbarkeit.

Seit Mitte 2021 liegen sogar die PPA- und Marktpreise über der EEG-Einspeisevergütung, was zu einem verstärkten Interesse zur Realisierung von Anlagen außerhalb des EEG führen könnte. Da die Anlagen dann nicht mehr von den Flächenkategorien des EEG abhängig sind, sondern bei Zulässigkeit im Bebauungsplan nahezu an allen Standorten errichtet werden können, kann es zu regionalen Nutzungskonkurrenzen mit der landwirtschaftlichen Flächennutzung kommen. Dabei hat die Analyse der Grundrenten gezeigt, dass die Stromerzeugung in PV-Anlagen Grundrenten erwirtschaftet, die um mehr als den Faktor 20 oberhalb der Grundrenten aus der Landwirtschaft liegen können. Hinzu kommt, dass die Flächenkosten die Rentabilität der PV-FFA nur marginal beeinflussen. Somit existieren kaum Anreize, die Anlagen auf Marginalstandorten anstatt auf ackerbaulichen Hohertragsstandorten zu errichten. Hier könnte es erforderlich sein gesetzlich einzugreifen.

Von großer Bedeutung für die Stromgestehungskosten und die Rentabilität sind hingegen die Netzanschlusskosten. Große Anlagen ermöglichen es auch weitere Entfernungen zu überbrücken. Allerdings ist fraglich, ob die gesellschaftliche Akzeptanz gegenüber Anlagen in einer Größenordnung von über 100 ha vorhanden ist.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, inwiefern der Staat an ertragsschwachen Standorten Netzinfrastrukturen gezielt fördern sollte, sodass kleiner strukturierte Anlagen umgesetzt werden können.

Ein weiterer Ansatz Flächennutzungskonkurrenzen zu verringern und Synergieeffekte zu erhöhen, könnte darin liegen, PV-Freiflächenanlagen und Biodiversitätsförderung zu kombinieren (NABU, 2022). Bisher führt die Errichtung einer PV-Anlage auf der Fläche zum Verlust des Status landwirtschaftliche Nutzfläche und Umwidmung zu Industrieflächen. Es stellt sich die Frage, inwiefern dies zielführend ist, da aufgrund der sehr geringen Versiegelung, ein Großteil der Fläche weiterhin für eine extensive Beweidung genutzt werden kann.

Ein weiterer Ansatz landwirtschaftliche Flächen zu erhalten, besteht mit verschiedenen Agri-Photovoltaik Konzepten. Diese kombinierte Nutzungsform ermöglicht die gleichzeitige Erzeugung von Strom und landwirtschaftlichen Produkten, indem unter oder zwischen den Modulen gewirtschaftet wird (Schindele et al., 2020). Bei diesen neuen Kombinationsmöglichkeiten besteht aber noch reichlich Forschungsbedarf für eine optimierte großflächige Umsetzung.

Die zum Teil sehr gute Rentabilität von PV-Freiflächenanlagen kann Vor- und Nachteile für die Landwirtschaft haben. Einerseits, kann durch Fremdinvestoren die Landwirtschaft nicht mehr um die Pachtflächen konkurrieren und es geht der Landwirtschaft Nutzfläche verloren. Vorteilhaft stellt sich diese Situation aber dar, wenn die Fläche im Eigentum der Landwirtschaft ist, sodass entweder von hohen Pachtzahlungen profitiert wird oder sogar von der Beteiligung als Investor und Betreiber. Da in Deutschland aktuell ein Pachtflächenanteil von 70 % vorhanden ist, gilt dieser Aspekt aber nur für die Minderheit der Flächen (Hansen et al., 2021). Wird hingegen berücksichtigt, dass aktuell nur 0,1 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche für PV-Freiflächenanlagen genutzt werden, relativieren sich die potenziellen Auswirkungen von möglichen Konkurrenzsituationen (Böhm, 2022).

## Zusammenfassung

# PV-Freiflächenanlagen: Rahmenbedingungen und Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen der Energiewende werden zunehmend PV-Freiflächenanlagen gebaut. Damit auch landwirtschaftliche Betriebe von dieser Entwicklung profitieren können, gibt dieser Artikel Hinweise zu aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen und zeigt die Wirtschaftlichkeit anhand einer Szenario-Rechnung auf. Die rechtlichen Rahmenbedingungen werden aktuell vor allem durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), sowie die baurechtlichen Rahmenbedingungen beeinflusst. Insbesondere

Letztere sind für große Anlagen außerhalb der EEG-Förderung relevant. Für eine wirtschaftliche Realisierung einer PV-Freiflächenanlage müssen mehrere Einflussgrößen beachtet werden. So wird der Investitionsbedarf neben Modulkosten auch durch weitere Kosten von Wechselrichter, Aufständigung und Baugenehmigung usw. beeinflusst. Aber nicht nur der Investitionsbedarf, sondern auch die laufenden Kosten sind zwingend zu berücksichtigen, da sie einen Anteil von 19 bis 42 % an den jährlichen Einnahmen ausmachen können. Dabei sind neben den O&M Kosten, die Reparaturrücklagen für die Wechselrichter sowie die Grünlandpflege die größten Positionen. Anhand von Experteninterviews wurden Annahmen für fünf unterschiedliche Anlagengrößen erhoben. Die Rentabilitätsanalyse zeigt auf, dass neben dem Investitionsbedarf, die Anlagengröße und der Standort einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben. Je nach Standort ist ab einer Anlagengröße von 5 MWp (ca. 6 ha) eine wirtschaftliche Realisierung möglich.

Insbesondere bei kleinen Anlagen sind aber auch die Netzanschlusskosten ein sehr großer Faktor. Ein geringer Einfluss geht hingegen vom Pachtpreis aus. Demnach wirkt aktuell vor allem die mögliche Anlagengröße, die Zulassung der Fläche durch den Bebauungsplan, die Entfernung zum Netzanschlusspunkt aber auch die Materialverfügbarkeit begrenzend für eine wirtschaftliche Realisierung.

## Summary

### Ground-mounted photovoltaic: conditions and economic aspects

As part of the energy transition, more and more ground-mounted PV systems are being built. In order that agricultural businesses can also benefit from this development, this article provides information on the current legal framework and shows the economic viability based on a scenario calculation. The legal framework is currently influenced above all by the Renewable Energy Sources Act (EEG) and building regulations. The latter is particularly relevant for large systems outside the EEG subsidy. For an economic realisation of a PV ground-mounted system, several influencing factors must be taken into account. For example, the investment requirement is influenced not only by module costs, but also by other costs such as inverters, mounting and building permits. However, not only the investment requirement, but also the running costs must be considered, as they can account for a share of 19 to 42 % of the annual income. In addition to the O&M costs, the repair reserves for the inverters and the grassland maintenance are the largest impact factors. Based on expert interviews, assumptions were made for five different plant sizes. The scenario calculation shows that, in addition to the investment requirement, the size of the plant and the location have a major influence on the economic viability. Depending on the location, an economic realisation is possible from a plant size of 5 MWp (approx. 6 ha). However, grid connection costs are also a very large



factor, especially for small plants. On the other hand, lease prices have a minor influence. Accordingly, the possible size of the plant, the approval of the area by the development plan, the distance to the grid connection point, but also the availability of materials currently have a limiting effect on an economic realisation.

## Anschrift der Autoren

Jonas Böhm

Thünen-Institut für Betriebswirtschaft

Bundesallee 63

38116 Braunschweig

E-Mail: [jonas.boehm@thuenen.de](mailto:jonas.boehm@thuenen.de)

ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0003-1721-3670>

Co-Author:

Dr. Thomas de Witte

Thünen-Institut für Betriebswirtschaft

Bundesallee 63

38116 Braunschweig

[thomas.dewitte@thuenen.de](mailto:thomas.dewitte@thuenen.de)

ORCID-ID: <https://orcid.org/0000-0001-9588-2517>

Co-Author:

Dr. Elke Plaas

Thünen-Institut für Betriebswirtschaft

Bundesallee 63

38116 Braunschweig

[elke.plaas@thuenen.de](mailto:elke.plaas@thuenen.de)

ORCID-ID: <https://orcid.org/0000-0003-4948-3958>

## Literatur

1. BÖHM, J., 2022. Nach dem Mais nun die Solaranlagen? *DLG-Mitteilung*, **2**, 80-81. DLG-Mitteilung.
2. BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ, 2020. *Baugesetzbuch (BauGB)* [online]. § 38 Bauliche Maßnahmen von überörtlicher Bedeutung auf Grund von Planfeststellungsverfahren; öffentlich zugängliche Abfallbeseitigungsanlagen [Zugriff am: 12. August 2020]. Verfügbar unter: [https://www.gesetze-im-internet.de/bbaug/\\_38.html](https://www.gesetze-im-internet.de/bbaug/_38.html)
3. BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND NUKLEARE SICHERHEIT, 2017. *Die Klimakonferenz in Paris* [online]. 5. August 2017 [Zugriff am: 29. März 2021]. Verfügbar unter: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/pariser-abkommen/>
4. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE, 2020. *Das Erneuerbare-Energien-Gesetz* [online] [Zugriff am: 11. August 2020]. Verfügbar unter: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms\\_docId=73930017](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=73930017)
5. BUNDESNETZAGENTUR, 2021a. *Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen* [online] [Zugriff am: 9. November 2021]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen1/Ausschreibungsverfahren/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen1/Ausschreibungsverfahren/start.html)
6. BUNDESNETZAGENTUR, 2021b. *Beendete Ausschreibungen* [online] [Zugriff am: 23. Juli 2021]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html)
7. BUNDESNETZAGENTUR, 2022. *Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments* [online] [Zugriff am: 26. April 2022]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/Ausschreibungsverfahren/start.html>
8. BUNDESVERBAND NEUE ENERGIEWIRTSCHAFT E.V., 2020. *Klima mit 1000 GW Sonnenkraft schützen* [online] [Zugriff am: 22. Oktober 2020]. Verfügbar unter: [https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2020/20200423\\_bne\\_positionspapier\\_Klimaschutz\\_mit\\_1000\\_GW\\_Sonnenkraft.pdf](https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2020/20200423_bne_positionspapier_Klimaschutz_mit_1000_GW_Sonnenkraft.pdf)
9. BUNDESVERBAND SOLARWIRTSCHAFT, 2020. *Handbuch PVPowerInvest* [online] [Zugriff am: 27. Juli 2020]. Verfügbar unter: [https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Handbuch\\_PVPowerInvest.pdf](https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Handbuch_PVPowerInvest.pdf)
10. BUSSE, V., 2018. *Freiflächen-Photovoltaik unter 750 KWP* [online]. Fachbeitrag. 12. November 2019 [Zugriff am: 30. Juli 2020]. Verfügbar unter: <https://www.energieagentur.nrw/blogs/erneuerbare/beitraege/freiflaechen-photovoltaik-unter-750-kwp/>
11. COSSU, S., R. BACCOLI und E. GHIANI, 2021. Utility Scale Ground Mounted Photovoltaic Plants with Gable Structure and Inverter Oversizing for Land-Use Optimization [online]. *Energies*, **14**(11), 3084. *Energies*. Verfügbar unter: doi:10.3390/en14113084
12. DEUTSCHER WETTERDIENST, 2020. *Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland* [online]. *Mittlere Jahressumme, Zeitraum: 1981 - 2010* [Zugriff am: 15. September 2020]. Verfügbar unter: [https://isabel.dwd.de/DWD/klima/beratung/globalkarten/straka\\_13\\_8110\\_mi.pdf](https://isabel.dwd.de/DWD/klima/beratung/globalkarten/straka_13_8110_mi.pdf)
13. DIRR, M., 2017. *Strategische Planung eines Kreislaufwirtschaftssystems für Photovoltaikmodule. Datenbasierte Prognose und Entwicklung eines umfassenden Systemverständnisses*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. ISBN 978-3-658-15891-0.

14. ENERGIEAGENTUR NRW, 2019. *Neue Infografik: Ablauf des Planungs- und Genehmigungsprozesses bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen bis 750 kWp* [online]. 20. Mai 2019 [Zugriff am: 9. November 2021]. Verfügbar unter: <https://www.energieagentur.nrw/blogs/erneuerbare/beitraege/neue-infografik-ablauf-des-planungs-und-genehmigungsprozesses-bei-photovoltaik-freiflaechenanlagen-bis-750-kwp/>
15. ENKHARDT, S., 2020a. *EnBW beginnt mit Bau seines 187 Megawatt großen förderfreien Solarparks* [online]. 16. März 2020 [Zugriff am: 13. Oktober 2020]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2020/03/16/enbw-beginnt-mit-bau-seines-187-megawatt-grossen-foerderfreien-solarparks/>
16. ENKHARDT, S., 2020b. *Goldbeck Solar baut größte Photovoltaik-Ausschreibungsanlage mit 76 Megawatt für Wemag* [online]. 20. Juli 2020 [Zugriff am: 21. August 2020]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2020/07/20/goldbeck-solar-baut-groesste-photovoltaik-ausschreibungsanlage-mit-76-megawatt-fuer-wemag/>
17. FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE, 2021. *Photovoltaics Report* [online] [Zugriff am: 29. Juli 2021]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
18. FRITSCH, N., 21. Dezember 2021. Expertengespräch wpd zu Annahmen der Wirtschaftlichkeit und Finanzierung von PV-FFA. mündlich.
19. FUHS, M., 2020. *Nachgefragt: Wie geht es mit der Finanzierung der PPA-Anlagen weiter?* [online]. 17. November 2020 [Zugriff am: 19. November 2020]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2020/11/17/nachgefragt-wie-geht-es-mit-der-finanzierung-der-ppa-anlagen-weiter/>
20. FUHS, M., J. HAUFF und M. SCHACHINGER, Oktober 2018. *Freud und Leid mit fallenden Solarmodulpreisen*. pv magazine Deutschland Podcast-Folge.
21. GÜNNEWIG, D. Dr., A. SIEBEN, M. PÜSCHEL, J. BOHL und M. MACK, 2007. *Leitfaden zur Berücksichtigung von Umweltbelangen bei der Planung von PV-Freiflächenanlagen*. ARGE Monitoring PV-Anlagen.
22. HANSEN, H., B. FORSTNER, T. DE WITTE, S. NEUFELDT, H. TERGAST und A. TIETZ, 2021. *Steigende Bodenpreise und ökonomische Nachhaltigkeit landwirtschaftlicher Betriebe*. Bericht im Auftrag des BMEL.
23. HARA, K., S. JONAI und A. MASUDA, 2015. Potential-induced degradation in photovoltaic modules based on n-type single crystalline Si solar cells [online]. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, **140**, 361-365. ISSN 09270248. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.solmat.2015.04.037
24. HASENSTAB, M., 22. Dezember 2021. Expertenfeedback ABO Wind zu Annahmen der Wirtschaftlichkeit von PV-FFA. schriftlich.
25. HENZE, A., 14. Dezember 2021. Experten-Feedback Solarverband Bayern Annahmen Rentabilitätsanalyse PV-FFA. schriftlich.
26. HERNÁNDEZ-CALLEJO, L., S. GALLARDO-SAAVEDRA und V. ALONSO-GÓMEZ, 2019. A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance [online]. *Solar Energy*, **188**, 426-440. Solar Energy. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.solener.2019.06.017
27. HEUßLER, S., 2011. *Großflächige Photovoltaikanlagen im Außenbereich - ein Vergleich zwischen den Bundesländern Baden-Württemberg und Bayern* [online]. Bachelorarbeit [Zugriff am: 7. August 2020]. Verfügbar unter: [https://opus-hslb.bsz-bw.de/frontdoor/deliver/index/docId/207/file/Bachelorarbeit\\_mit\\_Anlagen.pdf](https://opus-hslb.bsz-bw.de/frontdoor/deliver/index/docId/207/file/Bachelorarbeit_mit_Anlagen.pdf)
28. KARRASCH, T., 13. Dezember 2021. Experten-Feedback Karrasch wpd Annahmen Rentabilitätsanalyse PV-Freiflächenanlagen. schriftlich.

29. KELM, T., J. METZGER, H. JACHMANN, D. Dr. GÜNNEWIG, M. PÜSCHEL, S. SCHICKETANZ, P. KINAST, M. THYLMANN und V. NAZERIAN, 2019. *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz* [online]. *Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie*. Abschlussbericht. 2019 [Zugriff am: 11. Oktober 2021]. Verfügbar unter: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf)
30. KEMPF, R., 18. August 2020. Wirtschaftlichkeit von PV-Freiflächenanlagen, Verlustdiagramm. Email.
31. KÖHL, M., 2011. *Grundlegende Untersuchungen zur Gebrauchsdaueranalyse von Photovoltaik-Modulen* [online]. Dissertation [Zugriff am: 7. August 2020]. Verfügbar unter: [https://ub-deposit.fernuni-hagen.de/servlets/MCRFileNodeServlet/mir\\_derivate\\_00000048/Diss\\_Koehl\\_Gebrauchsdaueranalyse\\_Photovoltaik-Module\\_2011.pdf](https://ub-deposit.fernuni-hagen.de/servlets/MCRFileNodeServlet/mir_derivate_00000048/Diss_Koehl_Gebrauchsdaueranalyse_Photovoltaik-Module_2011.pdf)
32. KOST, C., S. SHAMMUGAM, V. FLURI, D. PEPPER, A.D. MEMAR und S. THOMAS, 2021. *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Juni 2021* [online]. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fraunhofer ISE) [Zugriff am: 1. Juli 2021]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>
33. LANDVERPACHTEN.DE, 2020. *Durchschnittlicher Pachtpreis in Deutschland 2019* [online] [Zugriff am: 12. August 2020]. Verfügbar unter: [https://www.landverpachten.de/?gclid=CjwKCAjwps75BRACeiwAEiACMf8Nm7zK1jP0PyChv9ncbV6LqtZQRp2yROuKUTASQKnHkU5\\_SQEDBoCXDYQAvD\\_BwE](https://www.landverpachten.de/?gclid=CjwKCAjwps75BRACeiwAEiACMf8Nm7zK1jP0PyChv9ncbV6LqtZQRp2yROuKUTASQKnHkU5_SQEDBoCXDYQAvD_BwE)
34. LÓPEZ PROL, J., 2018. Regulation, profitability and diffusion of photovoltaic grid-connected systems: A comparative analysis of Germany and Spain [online]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **91**, 1170-1181. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.rser.2018.04.030
35. MAGES, M., 17. Dezember 2021. Aufstellung Wartungskosten PVA MaxSolar. schriftlich.
36. MAYER-FRIEDRICH, C. und A. KERN, 2021. *Das unabhängige Gutachten bei der Bewertung von Großprojekten - Erträge steigern, Investment sichern. Webinar powered by meteocontrol* [online]. pv magazine Deutschland, 3. Februar 2021. pv magazine webinars [Zugriff am: 1. Dezember 2021]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/webinare/das-unabhaengige-gutachten-bei-der-bewertung-von-grossprojekten-ertraege-steigern-investment-sichern/>
37. MAYR, C., 1. Dezember 2021. Experten-Feedback MaxSolar Annahmen Rentabilitätsanalyse PV-Freiflächenanlagen. schriftlich.
38. MEYER, C.-C., 2017. *Der Zusammenhang von Biogasproduktion und inner- und zwischenbetrieblicher Wettbewerbsfähigkeit landwirtschaftlicher Betriebe in Niedersachsen*.
39. MUÑOZ-CERÓN, E., J.C. LOMAS, J. AGUILERA und J. de LA CASA, 2018. Influence of Operation and Maintenance expenditures in the feasibility of photovoltaic projects: The case of a tracking pv plant in Spain [online]. *Energy Policy*, **121**, 506-518. ISSN 03014215. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2018.07.014
40. MUßHOFF, O. und N. HIRSCHAUER, 2020. *Modernes Agrarmanagement. Betriebswirtschaftliche Analyse- und Planungsverfahren* [online]. 5., überarbeitete und erweiterte Auflage. München: Verlag Franz Vahlen. ISBN 9783800662265. Verfügbar unter: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=6181168>
41. NABU, 2022. *Der naturverträgliche Ausbau der Photovoltaik* [online]. *Forschungs- und Analysebedarf bei der Bewertung von Umweltauswirkungen* [Zugriff am: 23. März 2022]. Verfügbar unter: <https://www.nabu.de/umwelt-und-ressourcen/energie/erneuerbare-energien-energiewende/solarenergie/04300.html>
42. NETZTRANSPARENZ.DE, 2021. *Marktwertübersicht* [online] [Zugriff am: 23. Juli 2021]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpremie/Marktwerte>
43. NEUMANN, H., 2020. Solarparks: So profitieren Sie vom neuen Boom. *top agrar Energiemagazin*, **2**. top agrar Energiemagazin.

44. PEINADO GONZALO, A., A. PLIEGO MARUGÁN und F.P. GARCÍA MÁRQUEZ, 2020. Survey of maintenance management for photovoltaic power systems [online]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **134**, 110347. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.rser.2020.110347
45. PEXAPARK, 2021. *PPA Times April to December* [online] [Zugriff am: 22. November 2021]. Verfügbar unter: <https://pexapark.com/>
46. PV MAGAZINE, 2020. *Aufgabenverteilung, Chancen und Risiken der Beteiligten an einem Corporate PPA* [online] [Zugriff am: 19. November 2020]. Verfügbar unter: [https://3pkem226sk6p252wx4117ivb-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/sites/4/2020/08/pv-magazine-2020\\_corporate-ppa.pdf](https://3pkem226sk6p252wx4117ivb-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/sites/4/2020/08/pv-magazine-2020_corporate-ppa.pdf)
47. PVXCHANGE.COM, 2021. *Preisindex* [online]. *Oktober 2021* [Zugriff am: 10. November 2021]. Verfügbar unter: <https://www.pvxchange.com/de/aktuelles/preisindex>
48. QUASCHNING, V., 2020. *Erneuerbare Energien und Klimaschutz. Hintergründe – Techniken und Planung – Ökonomie und Ökologie – Energiewende* [online]. 5., aktualisierte Auflage. ISBN 978-3-446-46293-9. Verfügbar unter: [www.volker-quaschning.de](http://www.volker-quaschning.de)
49. REGIERUNG MECKLENBURG-VORPOMMERN, 2020. *Großflächige Photovoltaikanlagen im Außenbereich* [online]. *Hinweise für die raumordnerische Bewertung und die baurechtliche Beurteilung* [Zugriff am: 13. August 2020]. Verfügbar unter: <https://www.regierung-mv.de/serviceassistent/download?id=69962>
50. SCHACHINGER, M., 2. September 2020. pvXchange historische Modulpreise. Email.
51. SCHINDELE, S., 30. September 2020. APV - Experteninterview. Telefonat.
52. SCHINDELE, S., M. TROMMSDORFF, A. SCHLAAK, T. OBERGFELL, G. BOPP, C. REISE, C. BRAUN, A. WESELEK, A. BAUERLE, P. HÖGY, A. GOETZBERGER und E. WEBER, 2020. Implementation of agrophotovoltaics: Techno-economic analysis of the price-performance ratio and its policy implications [online]. *Applied Energy*, **265**. ISSN 03062619. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2020.114737
53. SHIMURA, S., R. HERRERO, M.K. ZUFFO und J.A. BAESSO GRIMONI, 2016. Production costs estimation in photovoltaic power plants using reliability [online]. *Solar Energy*, **133**, 294-304. Solar Energy. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.solener.2016.03.070
54. SHIRAVI, A.H. und M. FIROOZZADEH, 2019. Energy Payback Time and Environmental Assessment on a 7 MW Photovoltaic Power Plant in Hamedan Province, Iran [online]. *Journal of Solar Energy Research*, **4**(4), 280-286. ISSN 2588-3097. Verfügbar unter: doi:10.22059/jser.2020.292813.1132
55. SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, 2020. *Performance Ratio. Qualitätsfaktor für die PV-Anlage* [online] [Zugriff am: 31. Juli 2020]. Verfügbar unter: <https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-de-11.pdf>
56. SOLARENERGIE-FÖRDERVEREIN DEUTSCHLAND E.V., 2012. *Genehmigungspflicht bei Solaranlagen?* [online]. 26. Januar 2012 [Zugriff am: 9. November 2021]. Verfügbar unter: [https://www.sfv.de/artikel/genehmigung\\_von\\_pv-anlagen#toc07](https://www.sfv.de/artikel/genehmigung_von_pv-anlagen#toc07)
57. SOLARENERGIE-FÖRDERVEREIN DEUTSCHLAND E.V., 2020. *Bundesweite Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen* [online] [Zugriff am: 15. September 2020]. Verfügbar unter: [https://www.pv-ertraege.de/cgi-bin/pvdaten/src/region\\_uebersichten\\_auswahl.pl/gr](https://www.pv-ertraege.de/cgi-bin/pvdaten/src/region_uebersichten_auswahl.pl/gr)
58. SOLARGIS, 2021. *Global Solar Atlas* [online] [Zugriff am: 21. November 2020]. Verfügbar unter: <https://globalsolaratlas.info/map>

59. STERCHELE, P., J. BRANDES, J. HEILIG, D. WREDE, C. KOST, T. SCHLEGL, A. BETT und H.-M. HENNING, 2020. *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen* [online]. Studie und Anhang. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fraunhofer ISE) [Zugriff am: 28. September 2020]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>
60. TIETZ, A., 2019. Inanspruchnahme von Landwirtschaftsfläche durch Photovoltaik-Freiflächenanlagen 2015 bis 2018 [online]. *Thünen Working Paper*, **123**. Thünen Working Paper. Verfügbar unter: doi:10.3220/WP1558420425000
61. VARTIAINEN, E., G. MASSON, C. BREYER, D. MOSER und E. ROMÁN MEDINA, 2020. Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity [online]. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **28**(6), 439-453. ISSN 10627995. Verfügbar unter: doi:10.1002/pip.3189
62. WEINGARDT, K., 14. Januar 2022. Experten-Feedback 4initia Annahmen Rentabilitätsanalyse PV-Freiflächenanlagen. schriftlich.
63. WUST - WIND & SONNE, 28. August 2020. Bürgersonnenenergie Unterulsenbach-Wilhermsdorf GmbH & Co. KG - Unverbindliche Vorabinformation. Unverbindliche Vorabinformation. Email von Simon Walter.
64. ZACH, S., 2021. *Photovoltaik-Ausbau II: So teuer ist der Netzanschluss* [online]. 19. Januar 2021 [Zugriff am: 4. August 2021]. Verfügbar unter: <https://www.energie-bau.at/energie-wirtschaft/3527-photovoltaik-in-niederoesterreich-so-viel-kostet-der-netzanschluss>

## Anhang

### Anhang 1:

Berechnungsformeln verändert nach Mußhoff und Hirschauer (2020):

Investitionsbedarf inkl. Netzanschluss [€/kWp]:  $C_0$

Anschaffungskosten PV-Module [€/kWp]:  $C_M$

Anschaffungskosten Wechselrichter [€/kWp]:  $C_W$

Anschaffungskosten Aufständerungssystem [€/kWp]:  $C_A$

Installationskosten [€/kWp]:  $C_I$

Weitere Kosten für Hardware: Kabel, Fernsteuerbarkeit, Umzäunung etc. [€/kWp]:  $C_H$

Kosten für Bebauungsplan, Baugenehmigung, Umweltgutachten, Netzanschluss Zertifizierung,

Ertragsgutachten, Rechtshilfe, Gebotsgebühren, Sicherheiten etc. [€/kWp]:  $C_B$

Investitionsbedarf Netzanschluss (Trafo+Kabel) [€/Anlage]:  $C_N$

Investitionsbedarf Trafo / Umspannwerk [€/Anlage]:  $C_T$

Investitionsbedarf Kabeltrasse zum Netzverknüpfungspunkt [€/km]:  $C_K$

Distanz zum Netzanschlusspunkt [km]:  $d$

$$C_N = C_T + C_K * d$$

$$C_0 = C_M + C_W + C_A + C_I + C_H + C_B + C_N$$

Jährliche Kosten ohne Pacht im Jahr 0 [€/kWp/Jahr]:  $a_0$

O&M (Anlagenbetrieb, Überwachung, Berichterstattung, Inspektion, Wartung) [€/kWp/Jahr]:  $a_M$

Reparaturrücklagen Wechselrichter [€/kWp/Jahr]:  $a_W$

Grünlandpflege [€/kWp/Jahr]:  $a_P$

Reinigungskosten im  $\emptyset$  pro Jahr [€/kWp/Jahr]:  $a_R$

Kosten für Versicherungen [€/kWp/Jahr]:  $a_V$

Direktvermarktungs/Trader- und Fernüberwachungskosten [€/kWp/Jahr]:  $a_D$

$$a_0 = a_M + a_W + a_P + a_R + a_V + a_D$$

Kalkulationszinssatz [%]:  $i_{\text{kalk}}$

Eigenkapitalanteil [%]:  $AN_{EK}$

Fremdkapitalanteil [%]:  $AN_{FK}$

Eigenkapitalzinssatz [%]:  $i_{EK}$

Fremdkapitalzinssatz [%]:  $i_{FK}$

$$i_{\text{kalk}} = i_{EK} * AN_{EK} + i_{FK} * AN_{FK}$$

spezifische Flächeninanspruchnahme [ha/MWp] inkl. Ausgleichsfläche innerhalb der Anlage:  $sF$   
 Installierte Leistung (Anlagengröße) [kWp]:  $iL$   
 genutzte Fläche [ha]:  $F$

$$F = sF * \left(\frac{iL}{1000}\right)$$

Stromertrag im ersten Nutzungsjahr [kWh/kWp/Jahr]:  $y_0$

Mittlere Ertragseinbußen durch Abregelungsverluste [%]:  $E$

Effektiver Stromertrag im ersten Nutzungsjahr [kWh/kWp/Jahr]:  $y_{0eff}$

Leistungsdegradation der PV-Anlage je Jahr [%/Jahr]:  $ID$

Ø Energieertrag je ha [kWh/ha/Jahr] im Ø der Nutzungsdauer:  $y_{app}$

geschätzte Nutzungsdauer [Jahre]:  $N$

$$y_{0ef} = y_0 * (1 - E)$$

$$y_{app} = \frac{\sum_{t=0}^N \left( \frac{y_{0eff} * iL}{F} * (1 - ID)^t \right)}{N}$$

Einspeisevergütung Ø aller Nutzungsjahre [€/kWh] Stand Juni (2021):  $p$

Ø jährliche Einnahmen [€/ha/Jahr]:  $e_{app}$

$$e_{app} = p * y_{app}$$

Ø jährliche Kosten ohne Abschreibung [€/ha/Jahr]:  $a_{app}$

Jährliche Steigerung der O&M-Kosten [%/Jahr]:  $SW$

Pachtansatz [€/ha/Jahr]:  $a_p$

$$a_{app} = \left( \frac{\sum_{t=0}^N \left( a_M * (1 + SW)^t * \frac{iL}{F} \right)}{N} \right) + (a_W + a_P + a_R + a_V + a_D) * \frac{iL}{F} + a_P$$

Stromgestehungskosten [€/kWh]:  $S$

$$S = \frac{- \left( C_0 * \frac{(1 + i_{kalk})^N * ((1 + i_{kalk}) - 1)}{(1 + i_{kalk})^N - 1} \right) + a_{pp}}{y_{app}}$$

Interne Zinsfuß [%]:  $i_{int}$

$$- \frac{(C_0 * iL)}{F} + \sum_{t=1}^N \left( \left( \frac{(y_0 * (1 - ID)^t) * iL}{F} \right) - \left( \frac{(a_0 * (1 + ID)^t) * iL}{F} \right) - a_P \right) * (1 + i_{int})^{-t} = 0$$

Grundrente app. [€/ha/Jahr]:  $G$

$$G = e_{app} - a_{app} + a_P - \left( C_0 * \frac{(1 + i_{kalk})^N * ((1 + i_{kalk}) - 1)}{(1 + i_{kalk})^N - 1} \right)$$