

Freiflächen- Photovoltaikanlagen

Leitfaden

TEAM **ENERGIEWENDE BAYERN**



Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie
Bayerisches Staatsministerium für
Ernährung, Landwirtschaft und Forsten



LandSchaftEnergie



C.A.R.M.E.N.

Freiflächen-Photovoltaikanlagen Leitfaden

TEAM **ENERGIEWENDE** BAYERN



Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie
Bayerisches Staatsministerium für
Ernährung, Landwirtschaft und Forsten



C.A.R.M.E.N.



Herausgeber

C.A.R.M.E.N. e.V.
Schulgasse 18 · 94315 Straubing
Tel. 09421 960 300
Fax 09421 960 333
contact@carmen-ev.de
www.carmen-ev.de
V.i.S.d.P: C.A.R.M.E.N. e.V. · Edmund Langer

Redaktion: C.A.R.M.E.N. e.V.
Auszugsweiser Nachdruck unter Quellenangabe ist erlaubt.
Bildquellen: C.A.R.M.E.N. e.V.
Stand: März 2023

Inhalt

1.	Einleitung	8
2.	Aufbau einer PV-Anlage	10
2.1	Photovoltaik-Technologie	10
2.2	Zelltechnologien	12
2.3	Modulbauformen	14
2.4	Wechselrichter	15
2.5	Leitungsführung	17
2.6	Trafostation	18
2.7	Netzübergabepunkt	19
2.8	Bauformen	19
2.9	Flächenbedarf	21
3.	Flächenauswahl	23
3.1	Natürliche Gegebenheiten/Voraussetzungen	23
3.2	Rechtliche Vorgaben (EEG-Flächenkulisse)	25
4.	Planung	27
4.1	Grundlegende Planungsvarianten	27
4.2	Ökologische Gestaltung	29
4.3	Öffentlichkeitsbeteiligung	30
5.	Grundlagen zum rechtlichen und technischen Vorgehen	32
5.1	Baugenehmigung	32
5.2	Stromvermarktung	34
5.2.1	Einspeisevergütung/Ausschreibung	34
5.2.2	Stromlieferverträge (PPA)	36
5.3	Netzanschluss	36
5.4	Bau	37
6.	Betrieb und Ende der Nutzungsdauer	39
6.1	Monitoring und Wartung	39
6.2	Pflege des Geländes	40
6.3	Häufige Schäden	40
6.4	Versicherung	41
6.5	Rückbau/Recycling	41
7.	Wirtschaftlichkeit	42
8.	Fazit	47
9.	Quellenverzeichnis	49

Abbildungen

Abbildung 1:	Technisches Potenzial, Bedarf und Bestand an Photovoltaik-Leistung in Deutschland (nach Wirth 2022)	8
Abbildung 2:	Nutzung landwirtschaftlicher Fläche in Deutschland (nach FNR 2021)	9
Abbildung 3:	Photoeffekt	10
Abbildung 4:	Monokristalline (links) und polykristalline (rechts) Solarmodule	12
Abbildung 5:	Grafische Veranschaulichung des Maximum-Power-Points	15
Abbildung 6:	Wechselrichterkonzepte	16
Abbildung 7:	Rückstrom in einer Modulparallelschaltung aufgrund von Verschattung	18
Abbildung 8:	Zweiachsig nachgeführte (links), einachsig nachgeführte (Mitte) und fest ausgerichtete (rechts) Solarmodule	20
Abbildung 9:	Entwicklung und Prognose des Flächenbedarfs von Freiflächen-PV-Anlagen (nach Günnewig 2020)	22
Abbildung 10:	Globalstrahlung in Bayern (Energie-Atlas Bayern, www.energieatlas.bayern.de)	23
Abbildung 11:	Auswirkung der Flächenausrichtung auf den Modulabstand	24
Abbildung 12:	Planungsablauf für eine Freiflächen-PV-Anlage	28
Abbildung 13:	Stufen der Partizipation	31
Abbildung 14:	Ablauf des Bauleitplanungsverfahrens	33
Abbildung 15:	Einnahmestruktur im Marktprämienmodell	34
Abbildung 16:	Zuschläge bei Gebotsverfahren für Freiflächen-PV-Anlagen (nach Bundesnetzagentur 2023a (2023b))	35
Abbildung 17:	Deckungsbeitrag in Abhängigkeit von den spezifischen Kosten für das vorgestellte Anlagenbeispiel	44
Abbildung 18:	Deckungsbeitrag in Abhängigkeit von der Einspeisevergütung für den PV-Strom	45
Abbildung 19:	Deckungsbeitrag in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag der PV-Anlage	45
Abbildung 20:	Spezifische Investitionskosten für Freiflächen-PV-Anlagen in Abhängigkeit von der Leistung	46

Tabellen

Tabelle 1:	Nötige Monitoring- und Wartungsmaßnahmen	39
Tabelle 2:	Typische Investitionskostenbestandteile einer Freiflächen-Photovoltaikanlage	42

1. Einleitung

Um unseren Energiebedarf langfristig vollständig aus Erneuerbaren Energien (EE) zu decken, ist neben einer Reihe weiterer Maßnahmen ein deutlicher Ausbau der installierten Photovoltaik-Leistung notwendig. Aktuelle Modellberechnungen gehen davon aus, dass in Deutschland im Endausbau zwischen 230 und 520 GWp PV-Leistung installiert sein müssen (Wirth 2022).

Die benötigte installierte Leistung dürfte sich eher am oberen Rand dieses Spektrums bewegen, da die Sektoren Wärme und Mobilität zukünftig zum großen Teil auch auf Strom basieren werden. Aktuell ist in Deutschland eine PV-Leistung von etwa 66 GWp installiert (Fraunhofer ISE 18.12.2022). Circa 70 % davon sind an oder auf Gebäuden angebracht, während knapp 30 % als Freiflächenanlagen realisiert wurden (Quelle: Eigene Berechnung nach Bundesnetzagentur (2023a))

Für Photovoltaikanlagen auf Dach- und Fassadenflächen (mit einem Mindesteinstrahlungswert von 500 kWh/m²) wird das technische Potenzial in Deutschland auf etwa 1.000 GWp geschätzt. Zu beachten ist, dass ein technisches Potenzial noch keine Aussage über die Wirtschaftlichkeit eines Projekts oder die Übereinstimmung mit rechtlichen Vorgaben macht, sondern lediglich die theoretisch mögliche Leistung angibt.

Weitere technische Potenziale werden auf 59 GWp durch PV-Anlagen über bereits existierenden Parkplätzen und auf 44 GWp für schwimmende PV-Anlagen geschätzt, zum Beispiel auf gefluteten Braunkohletagebauen.

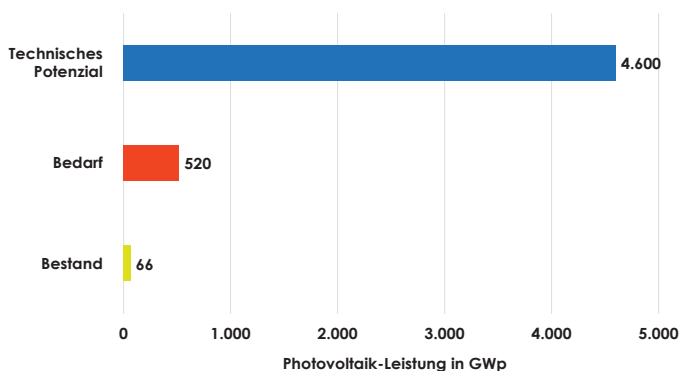


Abbildung 1: Technisches Potenzial, Bedarf und Bestand an Photovoltaik-Leistung in Deutschland (nach Wirth 2022)

Ein weit größeres Potenzial wird aber in der Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen zur Installation von Freiflächen-Photovoltaikanlagen gesehen. Das technische Potenzial in Verbindung mit Dauergrünland, Ackerbau und Dauerkulturen im Sinne einer Agri-Photovoltaik (kurz: APV oder Agri-PV) wird auf 3.500 GWp geschätzt (Wirth 2022).

In Summe ergibt sich ein technisches PV-Potenzial von etwa 4.600 GW, dem ein Bedarf von 520 GW und ein Bestand von 66 GW gegenüberstehen (siehe Abbildung 1).

Das zukünftige technische Potenzial kann deutlich höher ausfallen, da in den kommenden Jahrzehnten weitere technische Verbesserungen (zum Beispiel steigende Wirkungsgrade der Module) zu erwarten sind.

Inwieweit das technische Potenzial zur Errichtung von Freiflächen-PV-Anlagen ausgeschöpft werden kann, hängt auch mit der derzeitigen sowie zukünftigen Nutzung landwirtschaftlicher Flächen in Deutschland zusammen. Rund die Hälfte der Fläche Deutschlands steht der Landwirtschaft als Nutzfläche zur Verfügung. Das entspricht etwa 170.000 km² bzw. 17 Mio. ha (FNR 2021).

Für die direkte Nahrungsmittelproduktion werden in Deutschland lediglich 22 % der Fläche genutzt. Ein Großteil von 60 % wird für die Tierernährung eingesetzt und trägt damit nur mittelbar zur Nahrungsmittelversorgung bei. Auf 14 % werden Pflanzen angebaut, die zur Energieversorgung eingesetzt werden und kleine Flächenanteile dienen noch als Brachen sowie zum Anbau von Industriepflanzen (siehe Abbildung 2).

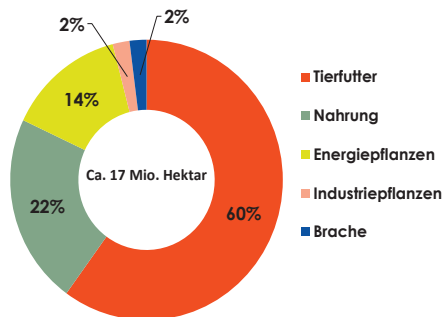


Abbildung 2: Nutzung landwirtschaftlicher Fläche in Deutschland (nach FNR 2021)

Bereits beim heutigen Stand der Technik kann davon ausgegangen werden, dass angesichts der verfügbaren Flächen der Bedarf nach Photovoltaikleistung auch für das Szenario mit dem höchsten PV-Ausbaupfad befriedigt werden kann. Neben dem Ausbau der Windkraft kommt also der Photovoltaik eine Schlüsselrolle bei der Versorgung mit Erneuerbarem Strom zu.

2. Aufbau einer PV-Anlage

2.1 Photovoltaik-Technologie

Die kleinste Einheit einer PV-Anlage ist die sogenannte Solarzelle. Dort wird die Strahlungsenergie der Sonne durch Nutzung des sogenannten Photoeffektes in elektrische Energie umgewandelt. Der Photoeffekt beschreibt einen Prozess der Wechselwirkung von Photonen mit Materie. Bei diesem Prozess wird ein Photon von einem Elektron absorbiert und das Elektron so aus der bestehenden Bindung gelöst. Durch den Aufbau der Zelle kann sich das freie Elektron bewegen und zum gewünschten Stromfluss beitragen. Mehrere dieser Solarzellen bilden zusammengeschaltet ein PV-Modul. Eine PV-Anlage wiederum besteht aus vielen verschalteten PV-Modulen, Wechselrichtern, dem Montagesystem und einem Netzanschluss (Wesselak und Voswinckel 2016).

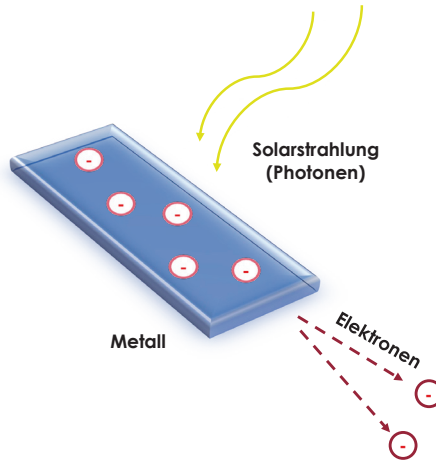
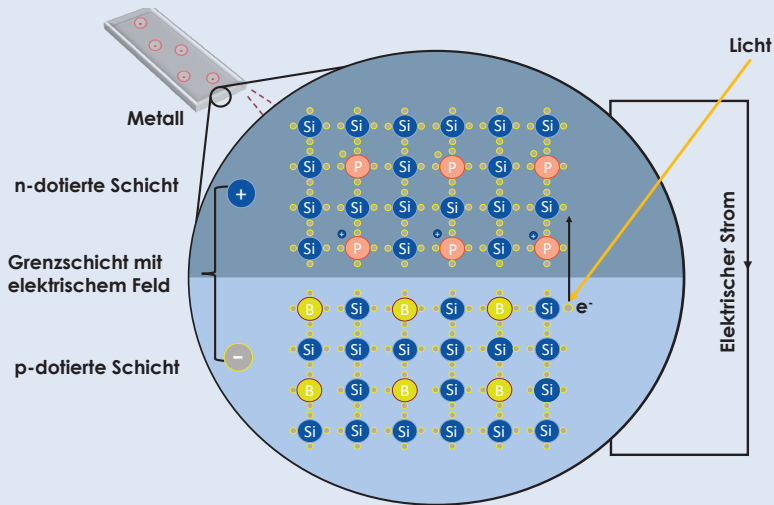


Abbildung 3: Photoeffekt

p-n-Übergang am Beispiel einer Siliziumzelle



Der p-n-Übergang besteht aus zwei Zonen innerhalb des Halbleitermaterials (hier Silizium). Die p-dotierte Schicht besteht aus einem Siliziumkristall, das mit Bor-Atomen gezielt verunreinigt wurde. Die n-dotierte Schicht wird durch Zugabe von Phosphor erzeugt. Durch die Einbringung von Elementen, die weniger bzw. mehr Elektronen als Silizium besitzen, entsteht in der p-dotierten Schicht ein Elektronenmangel (positiv) durch Einbringung von Bor im Kristallgitter und in der n-dotierten Schicht ein Elektronenüberschuss (negativ) durch Einbringung von Phosphor. Im Grenzbereich der Schichten gleicht sich dieser Unterschied durch die Wanderung von Elektronen aus. In dieser Grenzschicht baut sich ein elektrisches Feld auf, da jetzt die Bor-Atome ein Elektron mehr (negativ geladen) und die Phosphor-Atome ein Elektron weniger (positiv geladen) besitzen. Wird die Zelle nun von Licht beschienen, werden Elektronen aus dem bestehenden Gitter gelöst und wandern entlang des elektrischen Feldes von der p-dotierten Schicht zur n-dotierten Schicht. Dadurch baut sich in der Zelle eine Spannung auf, die beim Schließen des Stromkreises zu einem Stromfluss führt (Wesselak und Voswinckel 2016).

2.2 Zelltechnologien

Die wichtigsten Zelltechnologien sind kristalline Solarzellen (mono- und polykristallin) sowie besonders in Spezialanwendungen Dünnschichtzellen. Neben diesen etablierten Zelltypen gibt es auch Ansätze zur Nutzung weiterer Technologien, die sich jedoch meist noch im Forschungsstadium befinden.

Kristalline Solarzellen

Kristalline Solarzellen bestehen zum Großteil aus elementarem Silizium. Dabei werden zwei Kristallisationsarten des sehr reinen Siliziums unterschieden. Bei monokristallinem Silizium wird in der Herstellung ein Kristallisationskeim in die Metallschmelze eingebracht und anschließend langsam wieder herausgezogen. Dabei scheidet sich das vorher flüssige Silizium in einem geordneten Kristallgitter ab und ein sogenannter Einkristall entsteht. Der zylinderförmige Kristall wird dann in dünne Scheiben, die sogenannten Wafer, gesägt.

Beim polykristallinen Silizium wird das geschmolzene Metall ohne Kristallisationskeim in einer Form abgekühlt. Dabei bilden sich viele einzelne Kristalle. Nach dem anschließenden Zurechtsägen können die Korngrenzen der einzelnen Kristalle auf den Wafern an den verschiedenen Farbabstufungen erkannt werden.

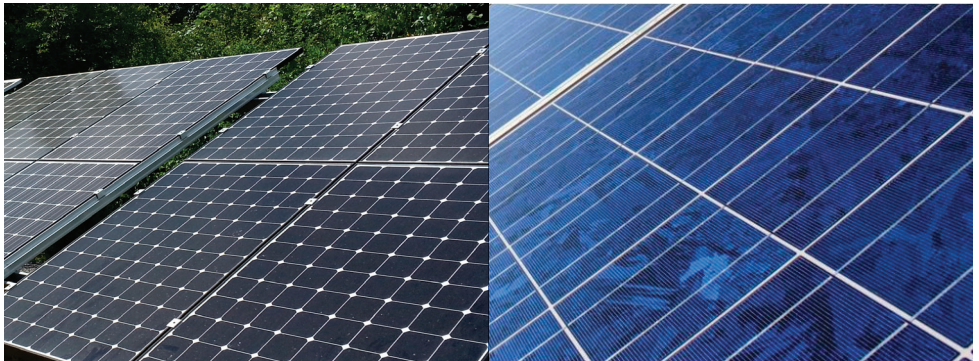


Abbildung 4: Monokristalline (links) und polykristalline (rechts) Solarmodule

Zur Erzeugung eines Stroms bei Lichteinfall muss das Material dotiert, das heißt mit Fremdatomen versetzt, werden. Für die p-Dotierung wird bereits der Siliziumschmelze Bor zugesetzt. Für die n-dotierte Schicht werden die daraus hergestellten Wafer in einer bis zu 1.200 °C heißen Phosphor Atmosphäre behandelt. Durch die hohe Temperatur dringt Phosphor in die äußere Schicht des Wafers ein. Danach wird eine Antireflexions-

schicht aufgetragen, welche die Stromausbeute steigert, indem sie verhindert, dass Sonnenlicht reflektiert wird. Während der Rückkontakt in der Regel flächig ausgeführt wird, werden die Frontkontakte als dünne Leiterbahnen angelegt, um möglichst wenig Fläche der Zelle zu verdecken (Wesselak und Voswinckel 2016).

Marktübliche monokristalline Module weisen aktuell einen Wirkungsgrad von bis zu 23 % auf und polykristalline Module erreichen bis zu 20 %. Der geringere Wirkungsgrad bei den polykristallinen Zellen wird durch Spannungsverluste an den Korngrenzen der einzelnen Kristalle verursacht (NREL 2021).

Dünnschichtzellen

Eine Alternative zu den Wafer-basierten Silizium-Zellen stellen Dünnschichtzellen dar. Das Basismaterial, auf dem die Solarzelle aufgebaut wird, ist hier meistens normales Fensterglas. Darauf werden durch verschiedene Verfahren die für die Stromerzeugung benötigten Bestandteile in sehr dünnen Schichten aufgetragen. Im Vergleich zu den kristallinen Zellen (zwischen 180 und 400 μm dick) sind diese Schichten etwa um den Faktor 100 dünner (Philipps und Warmuth 2020). Als Kontakte für die Stromabnahme werden bei Dünnschichtzellen Molybdän und Zinkoxid verwendet. Letzteres eignet sich durch seine Transparenz besonders gut für den Frontkontakt, da dieser so flächig ausgeführt werden kann, ohne dass Licht von den Solarzellen abgeschirmt wird. Diese bestehen aus unterschiedlichen Kombinationen. Oft wird für die p-leitende Schicht Kupferindiumdiselenid (CIS) verwendet. Die n-leitende Schicht bildet meist eine Cadmium-Verbindung, zum Beispiel Cadmiumsulfid (CdS). Durch die sehr dünnen Schichten wird nur wenig Material benötigt, was Dünnschichtmodule im Vergleich zu kristallinen Modulen kostengünstiger macht (Wesselak und Voswinckel 2016).

Im Labormaßstab liegt der Wirkungsgrad mit 19,6 % etwa auf dem Niveau von polykristallinen Modulen. Am Markt verfügbare Module weisen Wirkungsgrade um die 15 % auf (NREL 2021).

Weitere Zelltypen

Neben den üblichen kristallinen Zellen und Dünnschichtzellen gibt es eine Vielzahl weiterer Bauformen. Zur Steigerung der Wirkungsgrade können zum Beispiel Linsen eingesetzt werden, die das Licht auf der Solarzelle bündeln (konzentrierende Zellen). Dadurch können die benötigten Halbleiterflächen verringert werden.

Die oben dargestellten Zelltypen können in der Regel nur bestimmte Wellenlängen des Lichts gut in Strom umwandeln. Um auch andere Wellenlängen besser nutzen zu können und somit den Wirkungsgrad zu erhöhen, können mehrere Zelltypen (z. B. Silizium- und

Dünnschichtzellen) kombiniert werden. Diese werden dazu meist geschichtet und absorbieren jeweils die nutzbare Wellenlänge (Wesselak und Voswinckel 2016).

Diese Tandem- oder Mehrfach-Zellenmodule weisen die derzeit höchsten theoretischen Wirkungsgrade von bis zu 40,6 % in Labormessungen auf. Da die Herstellung solcher Zellen kostenintensiv ist, werden sie häufig als konzentrierende Zellen ausgeführt, um Halbleitermaterial zu sparen. Kommerziell verfügbar sind solche Module jedoch nicht (NREL 2021). Eine vergleichsweise junge Technologie ist die organische Solarzelle. Sie unterscheidet sich im Wesentlichen durch die verwendeten Materialien. Statt Silizium oder Dünnschichtmaterialien werden organische Kohlenstoffverbindungen als Halbleiter verwendet. Dadurch ist für die Herstellung ein geringerer Energieeinsatz nötig als für die übrigen Zelltypen (Wesselak und Voswinckel 2016).

Der Wirkungsgrad von organischen Solarzellen von bis zu 11,7 % liegt in Laborversuchen zwar niedriger als der von üblichen Solarmodulen, konnte aber in den vergangenen Jahren schnell gesteigert werden. Eine Herausforderung stellt derzeit noch die schnelle Abnahme des Wirkungsgrads über die Betriebsdauer dar (NREL 2021).

2.3 Modulbauformen

Zur Vereinfachung der Installation werden in der Regel zwischen 36 und 144 Solarzellen zu einem Modul zusammengeschlossen. Etabliert hat sich eine Modulgröße im Format 1,7 m auf 1 m. Grundsätzlich sind auch andere Abmessungen möglich, insbesondere bei Dünnschichtmodulen. Durch die in einem Modul hergestellte Reihen- und Parallelschaltung der Zellen werden sowohl Spannung als auch Stromstärke auf ein verwertbares Niveau gehoben. Daneben dient das Modul den Zellen auch als Schutz vor schädlichen Umwelteinflüssen wie Feuchtigkeit, Hagel oder Verschmutzungen.

Der sonnenzugewandte Teil des Moduls besteht in aller Regel aus Glas mit einem hohen Transmissionswert. Das bedeutet, dass das Glas einen hohen Prozentsatz (etwa 95 %) des auftreffenden Lichts nicht reflektiert, sondern „durchlässt“. Darunter folgen die verschalteten Solarzellen, die zwischen zwei am Rand miteinander verschweißten Kunststofffolien liegen.

Die Rückseite des Moduls kann entweder aus Glas oder einer beständigen Folie bestehen. Abhängig davon werden die Varianten als Glas-Glas- oder Glas-Folie-Module bezeichnet. Je nach Ausführung des PV-Moduls können diese transparent sein. Derartige Module können als architektonische Gestaltungselemente genutzt werden oder wenn eine teilverschattende Wirkung gewünscht ist. Glas-Glas-Module bieten gegenüber Glas-Folien-Modulen einen verbesserten Brandschutz. Zum Schutz der Glas- und Zellkanten sowie zur Herstellung einer mechanischen Stabilität werden die Module häufig

mit einem Rahmen umgeben. Dieser besteht in der Regel aus Aluminium, seltener aus Edelstahl, und dient auch zur Befestigung der Module an der Unterkonstruktion. Eine Sonderform stellen sogenannte bifaziale Module dar. Diese können neben dem frontseitig auftreffenden Licht auch direkte oder diffuse Strahlung an der Rückseite in einen Stromfluss umwandeln. Bifaziale Module eignen sich besonders für Anwendungen in vertikaler Bauweise z. B. als Solarzaun oder als vertikale Freiflächen-PV-Anlagen (Wesselak und Voswinckel 2016).

2.4 Wechselrichter

PV-Module erzeugen Gleichstrom, aber die erzeugte Energie soll in der Regel zumindest teilweise in das öffentliche Wechselstromnetz eingespeist werden. Die Umwandlung der Gleichspannung in eine netzkonforme 50 Hertz-Wechselspannung übernimmt der sogenannte Wechselrichter. Eine weitere Aufgabe des Wechselrichters betrifft den optimalen Betrieb der PV-Module. Diese weisen ihre maximale Leistung im sogenannten MPP (Maximum Power Point) auf. Da dieser Punkt je nach Sonneneinstrahlung und Temperatur variiert, muss der Wechselrichter die Anlage über einen eingebauten Maximum-Power-Point-Tracker (MPPT) permanent neu einstellen.

Dabei versucht der Wechselrichter wie in Abb. 5 dargestellt, die Leistung der Module zu maximieren. Dafür muss eine Spannung U gewählt werden, die in Verbindung mit dem Verlauf der Stromstärke I eine größtmögliche Fläche unterhalb des Graphen einschließt. Diese Analogie ergibt sich aus dem Zusammenhang zwischen Stromstärke und Spannung, welche multipliziert die Leistung des Moduls ergeben. Den Punkt, in dem die Fläche maximal ist, nennt man „Maximum-Power-Point“.

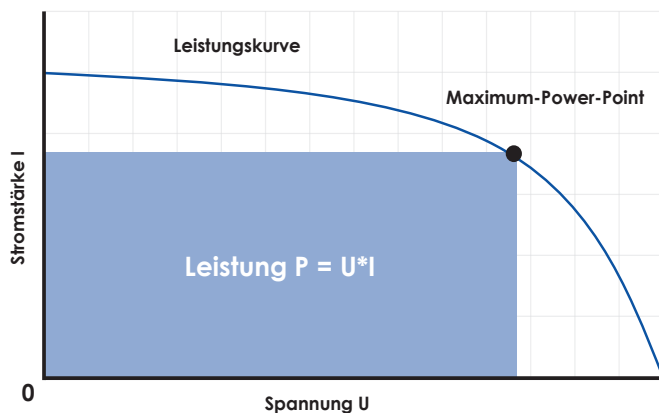


Abbildung 5: Grafische Veranschaulichung des Maximum-Power-Points

Besonders bei größeren Anlagen, zu denen Freiflächen-PV-Anlagen üblicherweise zählen, spielt das Wechselrichterkonzept eine wichtige Rolle. Dabei kann man grob zwei Strategien unterscheiden. Die eine besteht darin, große Anlagenteile über groß dimensionierte Wechselrichter zu betreiben, bei der anderen Herangehensweise werden kleinere Teile der Anlage – meist als Stränge bezeichnet – jeweils mit kleineren Wechselrichtern ausgestattet.

Große Wechselrichter haben bei richtiger Leistungsauslegung tendenziell niedrigere Umwandlungsverluste (der Wirkungsgrad von Wechselrichtern liegt um die 98 %) als mehrere kleine Wechselrichter mit derselben Gesamtleistung. Gleichzeitig bieten größere Geräte auch die niedrigeren spezifischen Kosten pro kW Wechselrichterleistung. Dem gegenüber stehen mögliche Schwierigkeiten bei der Einstellung des MPP. In sehr großen Modulverbänden können heterogene Betriebsbedingungen herrschen, zum Beispiel durch Verschattung oder Verschmutzung von Modulen. Durch die große Anzahl der Module kann der MPP nur eingeschränkt an die Bedingungen der Einzelmodule angepasst werden, wodurch Leistungsverluste entstehen können. Eine weitere mögliche Einschränkung stellt die aufwändige Gleichstromverkabelung für die Nutzung weniger zentraler Wechselrichter dar. Da viele Modulhersteller die Anzahl der parallelschaltbaren Module begrenzen, müssen bei größeren Verbänden zusätzliche Schutzmaßnahmen (z. B. Strangdioden oder Strangsicherungen) ergriffen werden. Darüber hinaus wirkt sich der Ausfall eines zentralen Wechselrichters stärker auf den Ertrag der Anlage aus als dies bei einem der vielen kleinen der Fall wäre.

Wenn jedem Modul ein sehr kleiner separater Wechselrichter zugeordnet wird, spricht man von einem Modulwechselrichter-Konzept. Die gesamte Verschaltung der Anlage erfolgt dann wechselstromseitig.

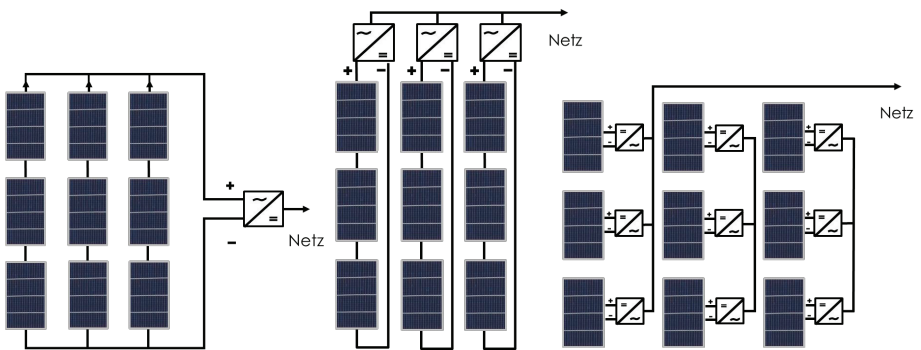


Abbildung 6: Wechselrichterkonzepte

Auch die Dimensionierung der Wechselrichter im Verhältnis zur zugeordneten PV-Modulleistung spielt eine wichtige Rolle. In der Regel werden Wechselrichter um bis zu 20 % unterdimensioniert. Dadurch entstehen an einigen Tagen im Jahr Verluste durch die nötige Abregelung des PV-Generators. Dem gegenüber stehen jedoch die niedrigeren Kosten für kleinere Wechselrichter und der geringere Anteil von Teillastsituationen an den gesamten Betriebsstunden. Da Wechselrichter im Teillastbereich tendenziell schlechtere Wirkungsgrade aufweisen, führt die Unterdimensionierung zu einem signifikanten Mehrertrag gegenüber gleich- bzw. überdimensionierten Bauteilen. Dennoch kann es auch ratsam sein, in Bezug auf die Modulnennleistung überdimensionierte Wechselrichter zu verwenden, wenn durch die örtlichen Gegebenheiten zu erwarten ist, dass der PV-Generator an überdurchschnittlich vielen Tagen im Jahr seine Nennleistung übertrifft. Das kann beispielsweise in Hochgebirgen geschehen, wo die Einstrahlungswerte aufgrund geringerer Atmosphäreneinflüsse sehr hoch, die Temperaturen hingegen sehr niedrig sind (Wesselak und Voswinckel 2016).

2.5 Leitungsführung

In Abhängigkeit vom verwendeten Wechselrichterkonzept unterscheidet sich auch die Art und Weise der Verkabelung der Anlage. Während Systeme mit zentralen Wechselrichtern einen großen Anteil gleichstromseitiger Verkabelung aufweisen, fällt bei Modulwechselrichtern der Anteil der wechselstromseitigen Verkabelung größer aus.

Bei der Parallelschaltung mehrerer Modulstränge können sogenannte Rückströme auftreten. Das geschieht zum Beispiel, wenn Module eines Strangs verschattet werden. Die erzeugte Spannung im gesamten Strang fällt dann ab und die höhere Spannung der anderen Stränge kann zu einer Umkehr des Stromflusses im verschatteten Strang führen. Dadurch erhitzen sich die Module und können im schlimmsten Fall zerstört werden. Hersteller geben meist einen maximalen Rückstrom für ihre Module an. Dieser Wert begrenzt den Umfang der Parallelschaltung. Sollen trotzdem mehr Module zusammengeschaltet werden, müssen spezielle Strangsicherungen oder Strangdioden installiert werden, die eine Umkehr des Stromflusses verhindern.

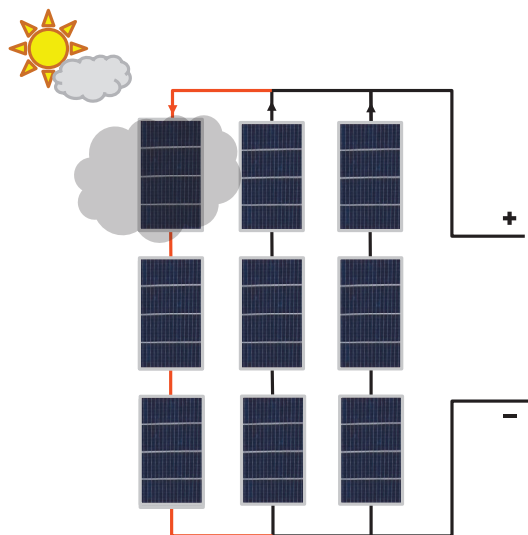


Abbildung 7: Rückstrom in einer Modulparallelschaltung aufgrund von Verschattung

Da viele Defekte an PV-Anlagen mit der Leitungsführung zu tun haben, sollte besonders auf eine sichere Verlegung der Kabel sowie eine feste Verbindung der Stecker geachtet werden. Vor allem Stellen, an denen die Kabelisolierung beschädigt werden kann (z. B. scharfe Kanten, lose Kabelbefestigungen) sollten vermieden werden (Wesselak und Voswinkel 2016).

2.6 Trafostation

Für Freiflächen-PV-Anlagen bietet sich ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz an. Mit einer Leistungsabnahme von 135 kW bis 36 MW deckt diese Spannungsebene die Ansprüche der meisten Anlagen ab. Damit der von den Wechselrichtern bereitgestellte Wechselstrom dort auch eingespeist werden kann, muss das passende Spannungsniveau hergestellt werden. Dies geschieht im Transformator, bei dessen Standortwahl unter anderem auf Vorgaben aus der TA Lärm, der Gefahrstoffverordnung und anderen gesetzlichen Regelungen zu achten ist (VDE 2018).

2.7 Netzverknüpfungspunkt

Der Netzverknüpfungspunkt wird mit dem sogenannten Netzanschlussbegehren auf Antrag der Anlagenbetreibenden vom Netzbetreiber ermittelt. Dort kann der erzeugte Strom der Anlage dann in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Das Vorgehen zur Bestimmung des Netzverknüpfungspunktes wird durch § 8 des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) 2021 vorgegeben. Im Normalfall richtet sich die Wahl nach der benötigten Anschlussleistung und der räumlichen Nähe der Anlage zum nächstmöglichen Anschlusspunkt. Die Kosten für den Anschluss müssen in der Regel die Anlagenbetreibenden tragen.

2.8 Bauformen

Für die Aufstellung von PV-Systemen gibt es mehrere Möglichkeiten. Neben Streifen- oder Punktfundamenten aus Beton werden vor allem auf landwirtschaftlichen Flächen häufig Rammfundamente verwendet. Dabei werden meist lange Stahlpfosten 1 bis 2 m in die Erde gerammt und anschließend als Basis für die Modulhalterungen verwendet, welche aus verschiedenen Materialien wie Aluminium, Stahl oder auch Holz bestehen können. Die Pfosten können nach dem Ende der Nutzung rückstandsfrei wieder aus dem Boden gezogen werden. Außerdem findet durch diese Bauart im Vergleich zu Betonfundamenten nur eine sehr geringe Bodenversiegelung statt. Als weitere Ausprägung können beispielsweise auch sogenannte Erddübel verwendet werden. Diese werden nicht gerammt, sondern wie Schrauben in den Boden gedreht und bieten dadurch Stabilität. Auch die Verwendung von Spinnankern ist möglich.

Auf bestimmten Flächen stellt jedoch die benötigte Eindringtiefe von Pfosten und Erddübeln ein Problem dar. Besonders auf Flächen mit steinigem Untergrund oder bei alten Mülldeponien können deshalb auch Betonfundamente oder Gabionen eine Alternative sein. Bei einem hohen Grundwasserstand, z. B. auf wieder vernässten Moorflächen ist die Anbringung von Opferanoden wichtig, um Korrosion an der Unterkonstruktion zu verhindern.

Neben verschiedenen Gründungsarten unterscheiden sich Freiflächen-PV-Anlagen auch noch in anderen Eigenschaften. Grundsätzlich kann man die Varianten in fest ausgerichtete und nachgeführte Anlagen unterteilen. Im Gegensatz zu den fest ausgerichteten werden nachgeführte Anlagen in ihrer Ausrichtung dem Sonnenverlauf angepasst. Sie können sowohl einachsig in horizontaler bzw. vertikaler Richtung oder zweiachsig nachgeführt werden (Wesselak und Voswinckel 2016).



Abbildung 8: Zweiachsig nachgeführte (links), einachsig nachgeführte (Mitte) und fest ausgerichtete (rechts) Solarmodule

Aufgrund der durchgängig guten Ausrichtung zur Sonne erhöht sich bei nachgeführten Anlagen der Stromertrag in mitteleuropäischen Breiten um bis zu 30 %. Dem gegenüber stehen die höheren Investitions- und Wartungskosten für das Nachführsystem (Wesselak und Voswinckel 2016).

Besonders im Rahmen der Nutzung von Freiflächen zur Installation von PV-Anlagen wird oft über eine Flächenkonkurrenz mit der Landwirtschaft diskutiert. Zur Adressierung dieses Konflikts wurde das Konzept der Agri-Photovoltaik entwickelt. Grundgedanke ist es dabei, PV-Module so auf einer Fläche zu errichten, dass eine landwirtschaftliche Nutzung weiterhin ohne größere Einschränkungen möglich ist. Dazu gibt es hauptsächlich zwei Ansätze.

Zum einen können die Module in einer Höhe über der Fläche angebracht werden, bei der eine Bewirtschaftung der Fläche darunter stattfinden kann. Die große Bauhöhe führt jedoch auch zu vergleichsweise hohen Kosten. Dieses Konzept befindet sich derzeit in der Erforschung (APV-Resola 2021).

Zum anderen gibt es den Ansatz, die Module in Reihen vertikal auf der Fläche anzubringen. Zwischen den stehenden Modulen kann dann eine landwirtschaftliche Nutzung stattfinden. Bisher wurde überwiegend Dauergrünland kultiviert. Aufgrund der vertikalen Ausrichtung würde sich eine reine Südausrichtung negativ auf den Ertrag auswirken. Stattdessen werden diese Anlagen meist nach Osten bzw. Westen ausgerichtet und mit bifazialen Modulen ausgestattet. Dadurch kann die einfallende Strahlung sowohl morgens als auch abends optimal genutzt werden. Um eine Verschattung der Modul-„Wände“ zu vermeiden ist ein Abstand einzuhalten, der der dreifachen Höhe der Module entspricht. Je nach Bewirtschaftungsweise kann der Abstand der Reihen darüber hinaus aber frei gewählt werden. Erste kommerzielle Anlagen wurden bereits umgesetzt.

Agri-PV

Der Einsatz von PV-Anlagen über landwirtschaftlichen Flächen kann besonders bei Sonderkulturen sinnvoll sein. Früchte wie Beeren, Äpfel oder auch Wein können dadurch vor schädlichen Witterungseinflüssen wie Hagel, Starkregen oder direkter Sonneneinstrahlung geschützt werden. Im Beerenanbau können durch PV-Anlagen dann zum Beispiel die bisher zum Schutz der Kulturen gängigen Folientunnel durch PV-Konstruktionen mit längerer Haltbarkeit ersetzt werden. In ariden Gebieten kann die Installation einer PV-Anlage über landwirtschaftlichen Flächen auch eine Klimaanpassungsstrategie darstellen. Nähere Informationen zu Agri-PV-Anlagen sind im Statusbericht des Technologie- und Förderzentrums zu finden (Scharf et al. 2021).

2.9 Flächenbedarf

In den vergangenen Jahren hat sich die Leistung von PV-Modulen bei gleichbleibender Größe stark gesteigert. Mit einer Fläche von etwa $1,7 \text{ m}^2$ bieten aktuelle Module häufig eine Leistung von 370 Wp. Damit ergibt sich für 1 kWp eine reine Modulfläche von etwa 4,5 bis 5 m^2 . Aufgrund der geneigten Aufständerung der Module bei Freiflächenanlagen wird jedoch nur ein Anteil der reinen Modulfläche als Grundfläche benötigt. Bei 30° Modulneigung entspricht die überbaute Fläche $4,3 \text{ m}^2$. Auf der anderen Seite müssen zwischen den Modultischen Abstände gehalten werden, damit keine gegenseitige Verschattung eintritt. Zusammen mit den nötigen Zugewegungen für die Anlagenwartung und -pflege ergibt sich ein über die durch die reine Modulfläche bedingte Grundfläche hinausgehender Flächenbedarf, der etwa 60 % der Anlagenfläche einnimmt. Damit ergibt sich ein Flächenbedarf von $10 \text{ m}^2/\text{kWp}$ oder 1 ha/MWp.

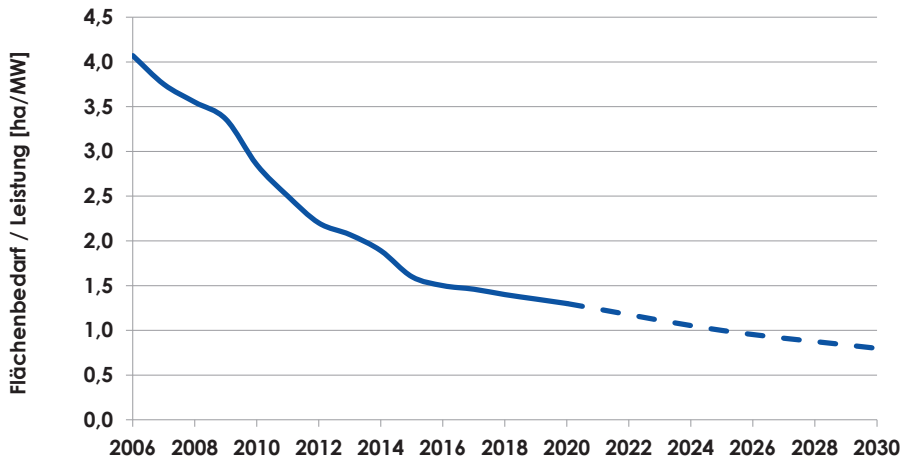


Abbildung 9: Entwicklung und Prognose des Flächenbedarfs von Freiflächen-PV-Anlagen (nach Günnewig 2020)

Dieser Wert gilt im Durchschnitt für Bayern. Die Entwicklung des Flächenbedarfs für Deutschland sowie dessen Prognose werden in Abb. 9 dargestellt. Die höheren Werte ergeben sich aus dem im Schnitt flacheren Einstrahlungswinkel der Sonne im Norden Deutschlands (SFV 2021, Wirth 2022, te Heesen 2018).

Bei Agri-PV-Anlagen kann aufgrund der Anpassungen für die landwirtschaftliche Bewirtschaftung nur eine geringere Leistung pro Flächeneinheit installiert werden. Eine hoch aufgeständerte Forschungsanlage der Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE in Heggelbach weist auf einer Fläche von etwa 2.500 m² eine Leistung von 194,4 kWp auf. Das ergibt einen Flächenbedarf von ca. 1,3 ha/MWp (APV-Resola 2021).

3. Flächenauswahl

3.1 Natürliche Rahmenbedingungen

Einer der ersten Schritte bei der Planung einer Freiflächen-PV-Anlage ist die Wahl bzw. Beurteilung der Fläche, auf der die Anlage errichtet werden soll. Für die Nutzung von Sonnenenergie spielen besonders die Einstrahlungswerte auf der betreffenden Fläche eine wichtige Rolle. Je höher die Globalstrahlung über das Jahr ausfällt, desto höher ist der Ertrag der Anlage. In Bayern werden Jahreswerte von bis zu 1.200 kWh/m² erreicht.

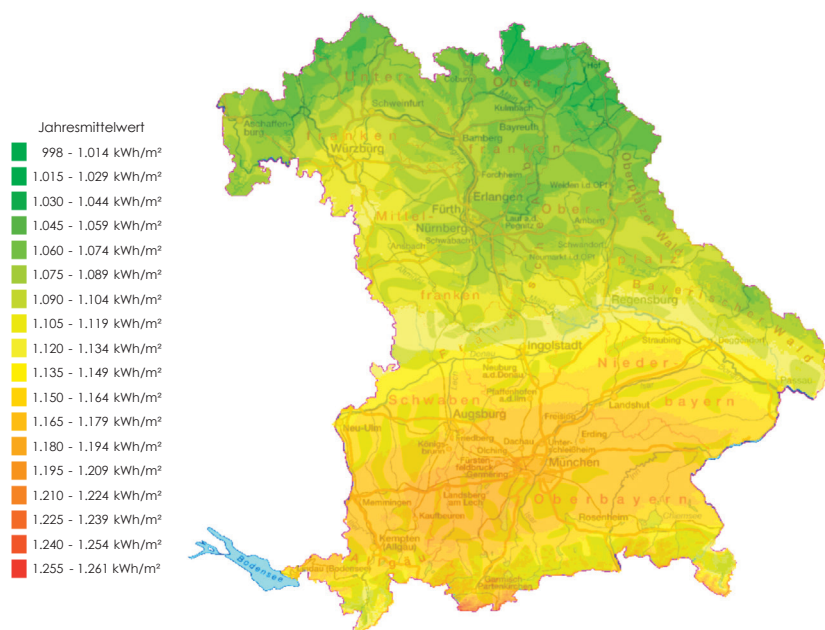


Abbildung 10: Globalstrahlung in Bayern
(Energie-Atlas Bayern, www.energieatlas.bayern.de)

Die Intensität der Strahlung nimmt dabei in der Tendenz wie in der Karte dargestellt von Nord nach Süd zu, aber auch mikroklimatische Bedingungen spielen eine Rolle. Die höchsten Werte verzeichnen Oberbayern, das südliche Schwaben und Niederbayern.

Neben der Sonneneinstrahlung spielt auch die Ausrichtung der betrachteten Fläche eine Rolle. Grundsätzlich können zwar auch auf Flächen mit einer Neigung nach Norden Freiflächen-PV-Anlagen erbaut werden. Die Abstände der Modultische müssen dafür aber vergrößert werden, um eine gegenseitige Verschattung zu vermeiden. So kann auf der gleichen Fläche weniger Anlagenleistung untergebracht werden.

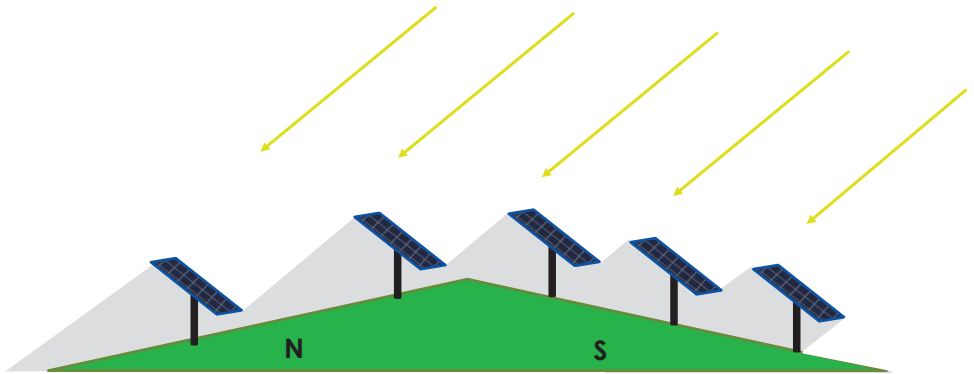


Abbildung 11: Auswirkung der Flächenausrichtung auf den Modulabstand

Neben diesen physikalischen Standortfaktoren spielen auch umweltschutzfachliche und landschaftliche Faktoren eine Rolle. Besonders wertvolle Flächen wie beispielsweise Nationalparks, Naturschutzgebiete, Natura-2000-Gebiete oder Biotope stehen wegen ihres Schutzzweckes nicht zur Verfügung bzw. die Errichtung von Freiflächen-PV-Anlagen lässt sich nicht mit dem Schutzzweck vereinbaren. Auf Flächen mit besonders hoher landwirtschaftlicher Ertragsfähigkeit sollte die Solarenergie ebenfalls kritisch beurteilt werden. Als Alternative bietet sich hier die Nutzung von Agri-PV-Anlagen an, wodurch eine landwirtschaftliche Nutzung erhalten werden kann. Flächen, die für das Landschaftsbild von besonderer Bedeutung sind, z. B. Landschaftsdenkmäler oder weithin sichtbare Hang- und Kuppenlagen, sollten möglichst ihrer ursprünglichen Nutzung vorbehalten bleiben.

Nutzung von Moorböden

Auch Böden mit besonderer ökologischer Bedeutung können unter bestimmten Voraussetzungen für Freiflächen-PV-Anlagen genutzt werden. Bei bisher landwirtschaftlich genutzten Moorböden ist grundsätzlich eine Wiedervernässung bis nahe an die Bodenoberfläche wünschenswert, damit keine klimaschädigenden Gase ausgestoßen werden. Wenn solche wiedervernässten Böden nicht zur Nutzung als Paludikultur vorgesehen sind und wenn keine Gründe des Biodiversitätsschutzes entgegenstehen, kann deren Nutzung als umweltverträglich angesehen werden.

Dahingegen stellen besonders vorbelastete Flächen wie ehemalige Deponien, Industriebrachflächen oder versiegelte Konversionsflächen sehr geeignete Standorte für PV-Anlagen dar. Auch auf Intensivgrünland und Ackerflächen stellt eine Freiflächen-PV-Anlage eine mögliche Nutzung dar. Wegen der in der Folge extensiven Bewirtschaftung der Fläche bietet eine solche Anlage in aller Regel einen Mehrwert für die Biodiversität. Weitere Einordnungen hinsichtlich der Flächenwahl bietet der „Praxis-Leitfaden für die ökologische Gestaltung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen“ des Bayerischen Landesamts für Umwelt (siehe Kapitel 4.3, Niedermeir-Stürzer und Klett 2014).

3.2 Rechtliche Vorgaben (EEG-Flächenkulisse)

Neben den oben genannten Einschränkungen bezüglich der Flächenwahl, macht auch das EEG einige Vorgaben zur Errichtung von Freiflächen-PV-Anlagen, sofern Zahlungen im Sinne des EEG in Anspruch genommen werden sollen. Dabei wird zwischen Anlagen unterschieden, bei denen der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt wird (bis 1 MWp) und solchen, bei denen dies über Ausschreibungen der Bundesnetzagentur geschieht (über 1 MWp bis 20 MWp, bzw. in 2023 bis 100 MWp). Anlagen über 100 kWp werden dabei im Rahmen der sogenannten geförderten Direktvermarktung bezuschusst.

Anlagen mit gesetzlich bestimmtem anzulegenden Wert (bis 1 MWp):

Damit eine PV-Freiflächen-Anlage förderfähig ist und eine Vergütung gemäß EEG erhält, muss diese in der dort aufgeführten Flächenkulisse errichtet werden. Geeignete Freiflächen sind etwa Mülldeponien, Konversionsflächen, ein 500 m Streifen neben Autobahnen und Schienenwegen, ausgewiesene Flächen mit ausgestellttem Bebauungsplan vor einem Stichtag, ausgewiesene Flächen zu einem Industrie- oder Gewerbegebiet mit einem Bebauungsplan vor einem Stichtag, Parkplätzen, entwässerten Moorböden bei dauerhafter Wiedervernässung oder künstliche oder stark veränderte Gewässer. Die genauen Bestimmungen sind in § 48 EEG 2023 zu finden.

Anlagen mit anzulegendem Wert aus einer Ausschreibung (über 1 MWp):

Für Anlagen mit mehr als 1 MWp Leistung ist der anzulegende Wert nicht mehr gesetzlich festgeschrieben. Stattdessen wird dieser wettbewerblich durch die erfolgreiche Abgabe eines Gebotes bei einer Ausschreibung ermittelt. Die maximale Anlagenleistung für die Teilnahme an einer Ausschreibung beträgt 20 MWp mit der Zusatzregelung, dass diese Obergrenze im Jahr 2023 bei 100 MWp liegt (vgl. § 38a und § 100 (13) EEG 2023). Die förderfähige Flächenkulisse ist in § 37 EEG 2023 zu finden und entspricht im wesentlichen den Freiflächen in § 48 EEG 2023. Zusätzlich zu den oben genannten Flächen können auch landwirtschaftliche Flächen innerhalb eines benachteiligten Gebiets genutzt werden, wenn das jeweilige Bundesland durch Rechtsverordnung die entsprechende Möglichkeit zur Gebotsabgabe regelt (vgl. § 37c EEG 2023). Für Bayern kann die betreffende Flächenkulisse zum einen im Energie-Atlas Bayern (Bayerische Staatsregierung 2023) eingesehen werden, zum anderen über den iBALIS-Kartenviewer. Hier sind zusätzliche geeignete benachteiligte Flächen einzusehen, die neu ins EEG 2023 aufgenommen wurden (BaySt-MELF 2023). Bundesländer, die von der Öffnungsmöglichkeit für benachteiligte Gebiete Gebrauch gemacht haben, können auf der Website der Bundesnetzagentur eingesehen werden,

Anlagen, die keine Förderung nach dem EEG 2023 in Anspruch nehmen wollen, sind grundsätzlich nicht an die Vorgaben hinsichtlich der Flächenwahl gebunden. Eine entsprechende Festlegung der Bauleitpläne durch die zuständige Behörde – und somit die Zustimmung der jeweiligen Gemeinde – ist jedoch in aller Regel notwendig. Dies kann durch die Aufstellung eines Bebauungsplans und die Änderung des Flächennutzungsplans geschehen. Nach § 35 BauGB ist seit 01.01.2023 bis 200 m neben Autobahnen und zweigleisigen Hauptschienenwegen die Errichtung auch ohne Bauleitplanungsverfahren möglich, eine Baugenehmigung ist hier ausreichend.

4. Planung

4.1 Grundlegende Planungsvarianten

Für die Umsetzung eines Freiflächen-PV-Projekts gibt es verschiedene Vorgehensweisen. Personen mit Flächeneigentum haben dabei grundsätzlich die Wahl zwischen einer Verpachtung der Fläche oder der eigenverantwortlichen Realisierung. Darüber hinaus bieten einige Projektierungsunternehmen der Bevölkerung vor Ort die Möglichkeit, sich als Investierende an Projekten zu beteiligen. Dies wird oft auch im Zusammenhang mit der Öffentlichkeitsbeteiligung angeboten (siehe Kapitel 4.4).

Verpachtung:

Die Fläche kann im Rahmen eines langfristigen Pachtvertrags (in der Regel 20 Jahre mit Verlängerungsoption) an ein Projektentwicklungsunternehmen verpachtet werden. Der Pachtzins bewegt sich je nach Größe und Eignung der Fläche um die 2.000 €/ha pro Jahr. Die gesamte Planung sowie die Finanzierung, der Bau, Betrieb und Rückbau der Anlage liegen nicht mehr im Verantwortungsbereich der Flächeneigentümer*innen. Somit wird das finanzielle Risiko minimiert.

Je nach Ausgestaltung der Verträge können bestimmte Tätigkeiten, wie die Pflege der Fläche gegen Entgelt, auch von den Verpachtenden übernommen werden. Im umgekehrten Fall besteht auch die Möglichkeit, selbst Flächen von Dritten zu pachten und dort eine Freiflächenanlage zu errichten. Dazu bietet die Solarflächenbörse des Energie-Atlas Bayern neben Dachflächen auch potenziellen Freiflächenstandorten eine Plattform, auf der sich Anbietende und Interessierte finden können (Bayerische Staatsregierung 2023).

Eigenverantwortliche Umsetzung:

Hier werden die Flächen nicht verpachtet, sondern die Anlage wird auf eigenes finanzielles Risiko errichtet. Der Anteil der Eigenleistung bei Planung und Bau der Anlage kann dabei variieren. Sogenannte EPC-Unternehmen (Engineering-Procurement-Construction) bieten die Errichtung schlüsselfertiger Freiflächen-PV-Anlagen an. Es werden von der Genehmigung bis zur Inbetriebnahme der Anlage alle anfallenden Aufgaben übernommen. Prinzipiell kann ein solches Vorhaben auch selbst organisiert werden.

Damit bei der Projektplanung einer Freiflächen-PV-Anlage generell kein wichtiger Schritt übersehen wird, bietet Abbildung 12 einen Ablaufplan zur Orientierung an.

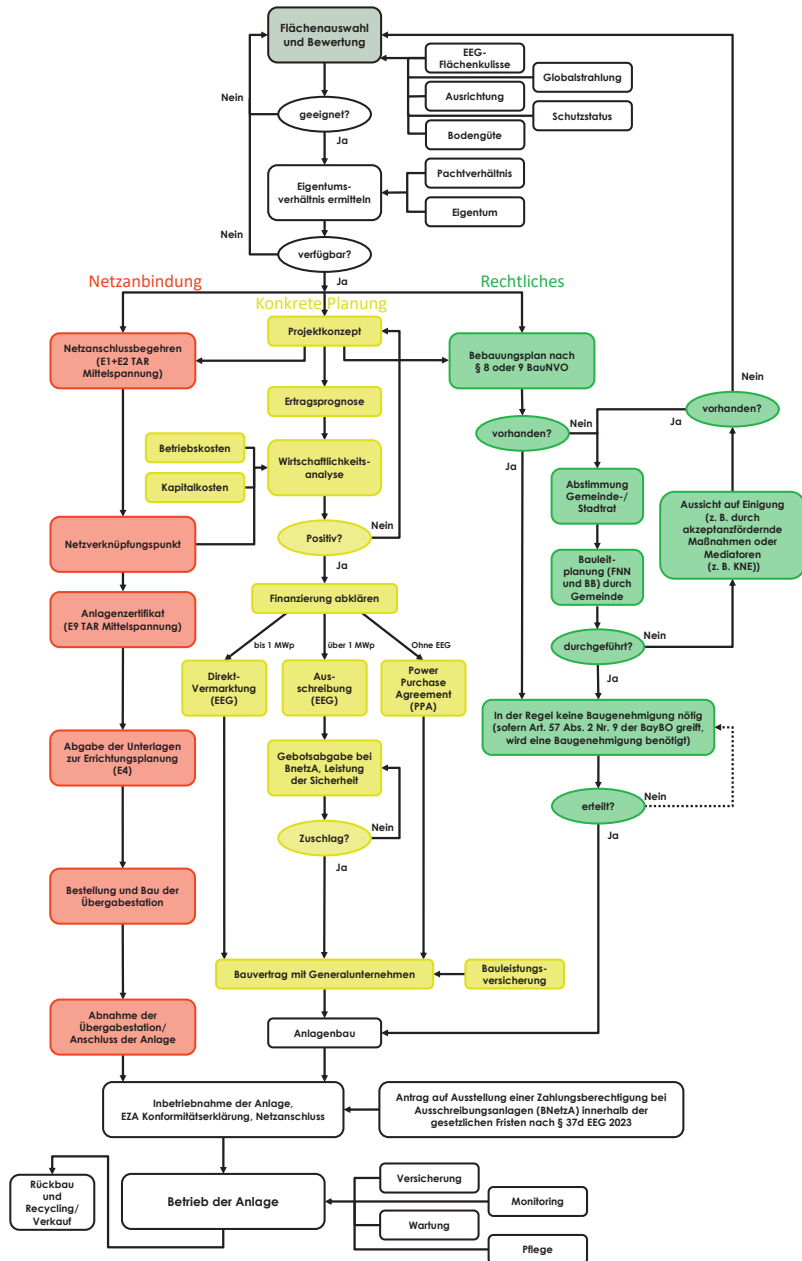


Abbildung 12: Planungsablauf für eine Freiflächen-PV-Anlage

4.2 Ökologische Gestaltung

Der Bau einer Freiflächen-PV-Anlage stellt immer einen Eingriff in Natur und Landschaft dar. Neben dem Bau haben auch die fertige Anlage sowie ihr Betrieb Auswirkungen auf die Umwelt.

Auswirkungen im Bau:

Für Beeinträchtigungen, die beim Bau einer Freiflächen-PV-Anlage nicht vermieden werden können, sieht das Bundesnaturschutzgesetz eine Kompensation vor. Solche Eingriffe sind zum Beispiel die Beeinträchtigung des Bodens oder Lärmemissionen während der Bauphase. Der Umfang der Kompensation wird durch den sogenannten Kompensationsfaktor bestimmt. Dieser gibt an, welcher Anteil der durch den Eingriff beeinträchtigten Fläche als Ausgleichsfläche zur Verfügung gestellt werden muss. Nach den Angaben des Bayerischen Landesamts für Umwelt (Niedermeir-Stürzer und Klett 2014) bewegt sich der Wert für Freiflächen-PV-Anlagen im Bereich von 0,2 bis 0,5 (20 bis 50 Prozent). So werden zum Beispiel bei einem Kompensationsfaktor von 0,2 für eine 10 Hektar große Anlage 2 Hektar Ausgleichsfläche benötigt. Durch besondere ökologische Maßnahmen innerhalb der Anlagenfläche, wie die Ansaat standortgemäßer einheimischer Pflanzen oder die Schaffung von Biotopelementen, kann der Faktor in Bayern mittlerweile auf bis zu Null gesenkt werden (StMB 2021).

Effekte der Anlage auf die Umwelt:

Die fertige Anlage hat ebenfalls Auswirkungen auf die Umwelt, wenngleich diese sehr viel geringer ausfallen als die baubedingten Effekte. Erwähnenswert sind die Flächeninanspruchnahme und die damit oft einhergehende Zerschneidung von Naturräumen sowie die visuelle Wirkung der Anlage. Neben diesen negativen Auswirkungen treten in der Regel viele positive Effekte auf. So steigt durch die extensive Bewirtschaftung der Fläche und den damit verbundenen Verzicht auf Dünge- und Pflanzenschutzmittel sowohl die Bodenqualität wie auch die Artenvielfalt an. Viele Tier- und Pflanzenarten finden im störungsarmen Umfeld der Anlage neue Lebensräume.

Effekte des Betriebs der Anlage:

Im Rahmen von Betrieb und Wartung der Anlage können zwar Lärmemissionen durch den Einsatz von Reinigungs- oder Mähmaschinen verursacht werden. Allerdings ist im Vergleich zu einer weiteren landwirtschaftlichen Nutzung von einer geringeren maschinellen Bearbeitung auszugehen.

Freiflächen-PV-Anlagen haben besonders auf vorher intensiv genutzten Flächen wie Ackerland oder vielschnittigem Grünland eine positive Wirkung auf die Biodiversität und die Bodenqualität. Naturschutzfachlich wertvolle Flächen könnten jedoch zum Beispiel durch die Baumaßnahmen geschädigt werden (Peschel 2010). Daher hat das Bayerische Landesamt für Umwelt einige Ausschlussgebiete bestimmt. Dazu zählen unter anderem:

- Nationalparks
- Naturschutzgebiete
- Amtlich kartierte oder gesetzlich geschützte Biotope

Eine vollständige Aufzählung kann dem „Praxis-Leitfaden für die ökologische Gestaltung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen“ entnommen werden. Dort sind auch Praxisbeispiele für die zahlreichen Möglichkeiten einer ökologischen Gestaltung zu finden (Niedermeir-Stürzer und Klett 2014). Im Energie-Atlas Bayern können die Schutzgebiete angezeigt werden.

4.3 Öffentlichkeitsbeteiligung

Die Genehmigung einer Freiflächen-PV-Anlage wird in der Regel im Rahmen eines Bebauungsplanverfahrens erteilt. Die Art und der Umfang der Öffentlichkeitsbeteiligung sind in § 3 BauGB festgelegt. Die Bauleitpläne müssen demnach für eine Dauer von 30 Tagen öffentlich ausgelegt werden. Während dieses Zeitraums können Stellungnahmen zu den Planungen abgegeben werden. Neben der ggf. mehrmaligen Auslegung der Pläne mit Einwendungsmöglichkeit sieht das Gesetz keine weitere Beteiligung der Öffentlichkeit vor.

Zur Förderung der Akzeptanz kann es sich jedoch anbieten darüberhinausgehende Beteiligungsmodelle anzuwenden. Dazu gibt es viele verschiedene Ansätze, welche sich nach dem folgenden Schema klassifizieren lassen:

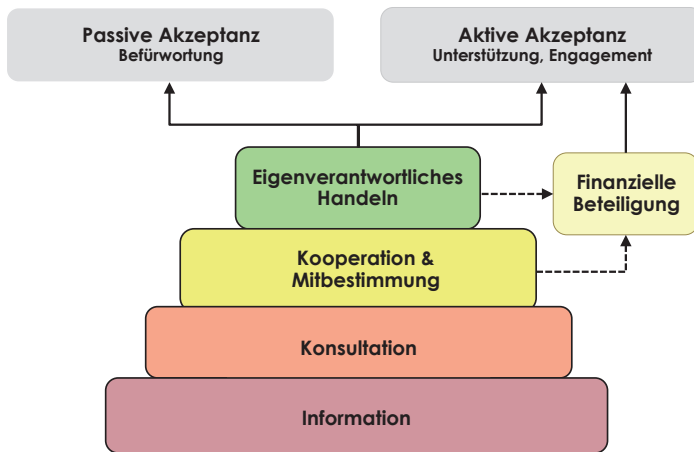


Abbildung 13: Stufen der Partizipation

Die gesetzlichen Vorgaben lassen sich hier bei „Information“ und „Konsultation“ einordnen. Weitergehende Maßnahmen sollten also der Öffentlichkeit auch eine Mitbestimmung an der Planung ermöglichen. Dafür muss jedoch ein gewisser Spielraum vorhanden sein, um Anregungen und Vorschläge der sich beteiligenden Personen dann auch umsetzen zu können. Bekannte Formate zur Einbeziehung der Öffentlichkeit sind z. B. runde Tische, Arbeitsgruppen, World-Cafés oder Fish-Bowls.

Zusätzlich bietet es sich an, auch örtliche Vereinigungen wie NABU- oder BUND-Ortsgruppen einzubeziehen und so eine weitere Expertise im Bereich Umwelt- und Artenschutz in die Planung einzubringen.

Sollten vorhandene Vorbehalte nicht durch die Beteiligung der Bevölkerung und ausführliche Gesprächsangebote ausgeräumt werden können, bietet es sich an im Zweifelsfall externe Personen zur Mediation zu Rate zu ziehen. Etwa das Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende bietet eine Vor-Ort-Beratung an. Dabei können sowohl im Vorfeld Maßnahmen zur Konfliktprävention besprochen wie auch im Bedarfsfall Mediator*innen zur Deeskalation eingesetzt werden – je früher solche Kommunikationstechniken angewendet werden, desto höher sind die Chancen für einen erfolgreichen Abschluss des Projektes.

Eine weitere Form der Beteiligung bzw. der Akzeptanzsteigerung stellt die finanzielle Beteiligung dar. Etwa über regional angebotene Sparbriefe, Nachrangdarlehen, kommunale Solidarmodelle wie auch die Nutzung des § 6 EEG 2023, welcher eine Beteiligung der betroffenen Gemeinden mit 0,2 Cent/kWh ermöglicht.

5. Grundlagen zum rechtlichen und technischen Vorgehen

5.1 Baugenehmigung

Vielfach werden Freiflächen-PV-Anlagen im Außenbereich errichtet. Um das benötigte Baurecht zu schaffen, muss in aller Regel ein Bauleitplanungsverfahren durchgeführt werden. Dabei wird für den Bereich der Anlage ein Bebauungsplan aufgestellt und meist auch der Flächennutzungsplan geändert. Den Ablauf für das Verfahren gibt das BauGB vor (Rösrath 2021).

Eine mögliche Vorgehensweise ist das Aufstellen eines vorhabenbezogenen Bebauungsplans. Das bedeutet, dass der Bebauungsplan nur zum Zweck der Genehmigung eines speziellen Vorhabens (hier die Freiflächen-PV-Anlage) erstellt wird. Eine weitere Möglichkeit ist der Abschluss eines städtebaulichen Vertrags zwischen Gemeinde und Anlagenbetreibenden über die Aufstellung eines Bebauungsplans. Da der städtebauliche Vertrag auch Abweichungen von der ursprünglichen Planung (z. B. Größe der Anlage, Höhe der Modulfläche etc.) zulässt, raten viele Energierechtskanzleien zum Abschluss eines solchen. In beiden Fällen erhält die Gemeinde im ersten Schritt die Planungen der potenziellen Anlagenbetreibenden und entwickelt damit über eigene Vorschläge sowie die Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung den Bebauungsplan. Wesentlich für die Entscheidungsfindung sollte dabei auch der nötige Umweltbericht sein.

Wie in Abbildung 14 dargestellt wird der Plan mit dem Satzungsbeschluss angenommen, soweit keine schwerwiegenden Einwände oder sonstige Argumente gegen das Projekt sprechen. Mit der öffentlichen Bekanntgabe des Satzungsbeschlusses tritt der Bebauungsplan in Kraft. In diesem Fall übernehmen die Anlagenbetreibenden meistens die Kosten des Verfahrens, welches vor allem aus den Planungen und Gutachten besteht. Die genauen Modalitäten werden im Vorhinein über einen Durchführungsvertrag mit der Gemeinde abgestimmt (Klärle et al. 2018).

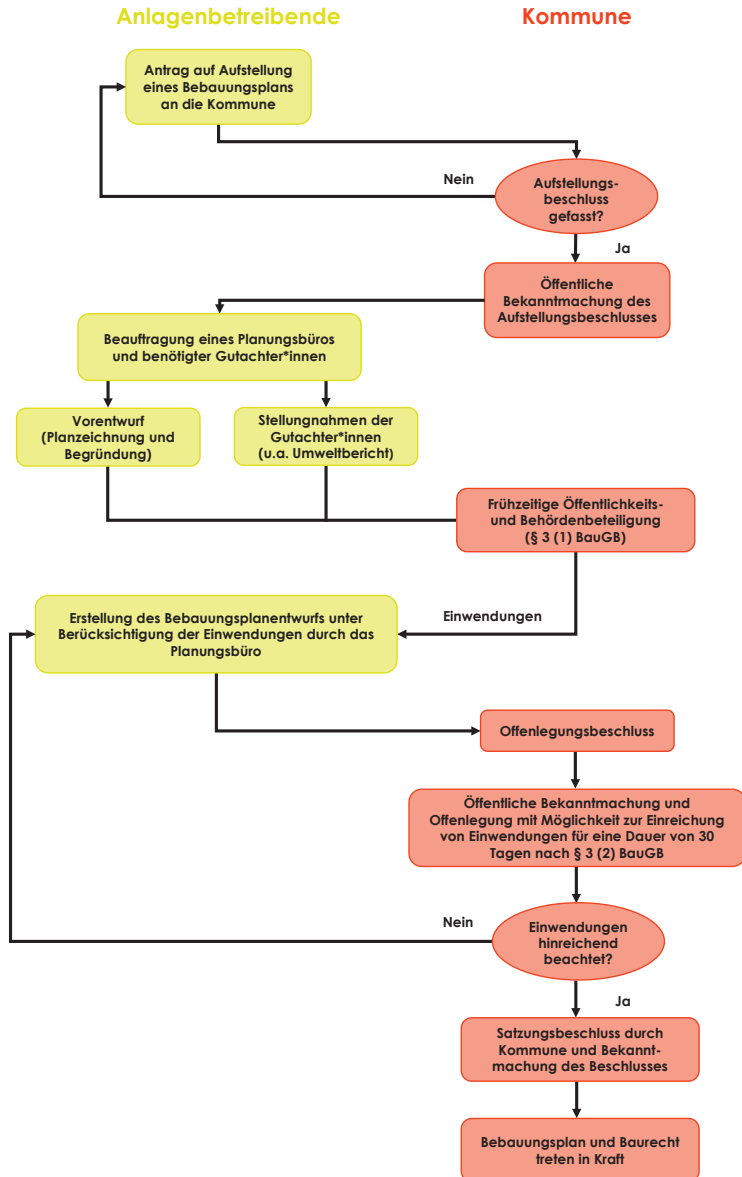


Abbildung 14: Ablauf des Bauleitplanungsverfahrens

Die Aufstellung eines qualifizierten oder einfachen Bebauungsplans auf Kosten der Gemeinde ist grundsätzlich auch möglich. Hier kann die Kommune proaktiv, transparent unter Beteiligung der lokalen Bevölkerung ein akzeptiertes Standortkonzept für die Gemeindefläche entwickeln, geeignete Flächen auswählen und bereits im Vorlauf Bebauungspläne erstellen.

5.2 Stromvermarktung

Der Verkauf der erzeugten Energie stellt das Herzstück der Wirtschaftlichkeit einer Freiflächen-PV-Anlage dar. Neben einer Vergütung über das EEG besteht auch die Möglichkeit, privatrechtliche Stromlieferverträge abzuschließen. Unabhängig von der Art der Veräußerung hat Strom aus Erneuerbaren Energien nach § 11 EEG 2023 ein Recht auf Abnahme durch den zuständigen Netzbetreiber.

5.2.1 Einspeisevergütung/Ausschreibung

Für Anlagen bis zu einer Leistung von 100 kWp kann im Rahmen des EEG eine feste Einspeisevergütung in Anspruch genommen werden. Diese ist abhängig von der Größe der Anlage sowie vom Inbetriebnahmedatum und ist über §§ 48 und 49 EEG 2023 festgelegt. Für Anlagen über 100 kWp wird das sogenannte Marktprämienmodell angewandt. Dabei wird in der Regel der Strom durch ein Direktvermarktungsunternehmen an der Strombörse verkauft und die Betreibenden erhalten den Verkaufserlös sowie zusätzlich vom Netzbetreiber die Differenz zwischen dem sogenannten anzulegenden Wert (im EEG, bzw. über die Ausschreibung festgelegter Wert) und dem mittleren Börsenpreis für Solarstrom (Marktwert Solar), die sogenannte Marktprämie, wenn der Marktwert Solar unter dem anzulegenden Wert liegt. Die aktuellen Einspeisevergütungssätze können bei der Bundesnetzagentur abgerufen werden. Das Direktvermarktungsunternehmen erhält für den Verkauf des Stromes ein Vermarktungsentgelt. Die Höhe dieses Entgelts ist in einem Vertrag individuell auszuhandeln und liegt in der Regel unter 0,5 ct/kWh.

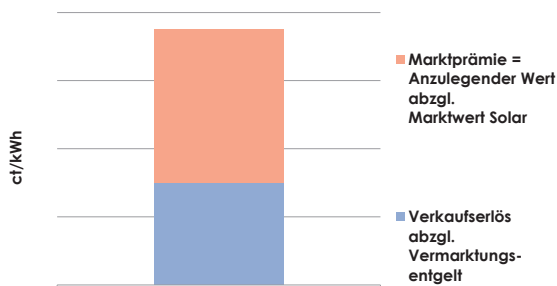


Abbildung: 15: Einnahmestruktur im Marktprämienmodell

Freiflächenanlagen über 1 MW müssen an einer Ausschreibung zur Ermittlung des anzulegenden Wertes teilnehmen, sofern eine solche Vergütung nach dem EEG in Anspruch genommen werden soll. Die anzugebenden Informationen im Rahmen des Gebots sind in den §§ 30 und 37 EEG 2023 festgelegt. Im Rahmen der Gebotsabgabe für Solaranlagen des ersten Segments muss eine sogenannte Sicherheit von 50 €/kWp Anlagenleistung an die Bundesnetzagentur gezahlt werden. Im Gebotsverfahren wird die ausgeschriebene Menge an zu installierender PV-Leistung aufsteigend aufgefüllt, beginnend mit den niedrigsten Geboten. Gebote mit zu hohen Vergütungssätzen erhalten keinen Zuschlag und können somit nicht mit einer Vergütung nach dem EEG realisiert werden. Die Höhe der Sicherheit verringert sich auf 25 €/kWp, falls dem Gebot bereits ein beschlossener Bebauungsplan beigelegt werden konnte (vgl. § 37a EEG 2023). Nach Nichterhalt eines Zuschlags bzw. bei fristgerechter Inbetriebnahme wird die geleistete Sicherheit zurückerstattet. Folgende Abbildung gibt die Zuschlagswerte der vergangenen Gebotstermine der Bundesnetzagentur wieder:

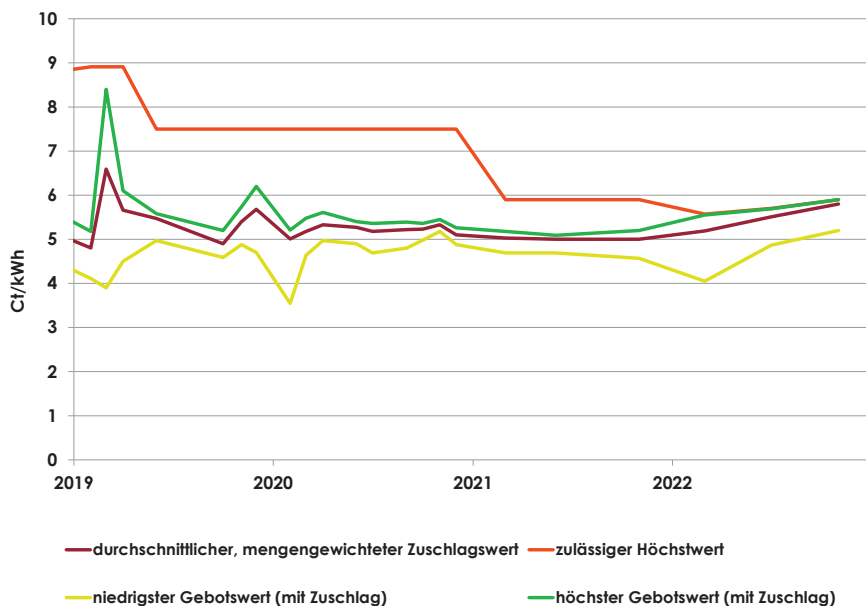


Abbildung 16: Zuschläge bei Gebotsverfahren für Freiflächen-PV-Anlagen (nach Bundesnetzagentur 2023b)

Liegt der vom Vermarktungsunternehmen erzielte Verkaufserlös für den Solarstrom über dem anzulegenden Wert, so profitieren die Anlagenbetreibenden von diesem höheren Strompreis.

5.2.2 Stromlieferverträge (PPA)

Alternativ zu einer Vermarktung des Stroms im Rahmen des EEG gibt es auch die Möglichkeit, die erzeugte elektrische Energie direkt an energieintensive Firmen oder Vermarktungsunternehmen zu verkaufen. Dies wird über den Abschluss sogenannter PPAs (Power Purchase Agreements, zu Deutsch etwa „Energie-Kaufverträge“), realisiert. Je nach Abnahmekonstellation und Art der Stromübertragung unterscheidet man unterschiedliche PPA-Typen. Der gängigste Typ ist das „Utility PPA“, welches zwischen Anlagenbetreibern und Energieversorgungsunternehmen oder Direktvermarktungsunternehmen geschlossen wird.

Die Preisgestaltung im Vertrag orientiert sich in der Regel an den Börsenpreisen für PV-Strom, es kann aber auch ein Festpreis vereinbart oder eine Mischform gewählt werden.

Die Ausgestaltung von individuellen Stromlieferverträgen benötigt eine hohe Sorgfalt sowie tiefgehendes Wissen im Bereich des Vertragswesens. Um im Falle von nachträglichen Streitigkeiten zwischen den einzelnen Parteien rechtlich abgesichert zu sein, lohnt sich bei der Vertragserstellung die Begleitung durch eine Anwaltskanzlei. Oft hat diese bereits vorgefertigte Musterverträge oder Vertragsklauseln, die eine Ausarbeitung erleichtern.

5.3 Netzanschluss

Grundsätzlich müssen Netzbetreiber nach § 8 EEG 2023 Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig an ihr Netz anschließen. Dies gilt auch für Anlagen, die keine Vergütung nach dem EEG erhalten. Der Anschluss erfolgt am technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt, welcher laut Gesetz in der Regel der räumlich nächstgelegene ist. Bis zu einer Leistung von 30 kWp (trifft meist auf Dachanlagen zu) gilt der vorhandene Netzanschluss des Grundstücks als günstigster Verknüpfungspunkt. Bei größeren Anlagen und damit in der Regel auch bei Freiflächen-PV-Anlagen wird vom Netzbetreiber nach Eingang aller benötigten Unterlagen im Rahmen des Netzanschlussbegehrens eine Netzverträglichkeitsprüfung durchgeführt. Damit kann ein möglicher Verknüpfungspunkt bestimmt bzw. ein Zeitplan zur Herstellung eines solchen vorgelegt werden. Dabei kann es von Vorteil sein, direkt mit dem Netzbetreiber in Kontakt zu treten und so eine für beide Parteien optimale Lösung für den Netzanschluss zu finden.

Für diesen Vorgang räumt das EEG einen Zeitrahmen von acht Wochen ein. Die Kosten des Netzanschlusses müssen die Anlagenbetreibenden tragen (vgl. § 8 EEG 2023). Etwaige Kosten für den nötigen Ausbau des öffentlichen Stromnetzes trägt der Netzbetreiber (vgl. § 17 EEG 2023).

Für bestimmte Freiflächen-PV-Anlagen sollte aufgrund der Vorgaben von VDE-Richtlinien bereits im Rahmen der Planung vor dem Baubeginn ein Anlagenzertifikat bei einem Zertifizierungsunternehmen in Auftrag gegeben werden. Dieses bescheinigt die theoretische Eignung der Anlage zur Einspeisung in das öffentliche Netz.

Für kleinere Anlagen bis zu einer AC-Anschlussleistung von 135 kW, die nicht in den Anwendungsbereich der Mittelspannungsrichtlinie (VDE AR-N 4110) fallen, muss kein Anlagenzertifikat erstellt werden, da Herstellerzertifikate der einzelnen Einheiten und Komponenten ausreichen. Für Anlagen über 135 kW bis 950 kW besteht nach VDE AR-N 4110 die Möglichkeit eines vereinfachten Anlagenzertifikats (auch Anlagenzertifikat B genannt).

Für alle Anlagen über 950 kW und damit auch solche, die über Hochspannung angeschlossen werden (nach VDE AR-N 4120), gilt das umfangreichere Standardverfahren (Anlagenzertifikat A).

5.4 Bau

Der Bau der Anlage wird in aller Regel bei einem Generalunternehmen (EPC-Unternehmen) in Auftrag gegeben. Viele Projektierungsunternehmen, die Flächen für Solarparks pachten, bieten auch den Bau von Anlagen an. Zur Absicherung innerhalb der Bauphase bietet sich der Abschluss einer Bauleistungsversicherung an. Diese schützt sowohl Bauleute als auch Bauunternehmer*innen vor Schäden durch unvorhersehbare Ereignisse (Hagel, Sturm, unbekannte Eigenschaften des Baugrunds, Konstruktions- und Materialfehler, Fahrlässigkeit von Handwerker*innen, fehlerhafte Planung). Dies ist besonders wichtig im Zusammenhang mit der Frist für die Inbetriebnahme im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens. Die Frist für die Inbetriebnahme ohne Abzüge des anzulegenden Wertes ist gesetzlich geregelt und kann in § 37d und § 54 EEG 2023 nachgelesen werden. Kann die Frist nicht eingehalten werden, erlischt der Zuschlag aus dem Gebotsverfahren und die in dessen Rahmen hinterlegte Sicherheit wird dann nicht zurückgezahlt.

Nach Abschluss der Bauarbeiten muss die Anlage in Betrieb genommen werden. Dazu wird vom Zertifizierungsunternehmen, neben dem schon angefertigtem Anlagenzertifikat (siehe Kapitel 5.3), eine EZA-Konformitätserklärung erstellt. Darüber wird bescheinigt, dass die Anforderungen für den Netzanschluss und Netzbetrieb auch von der realen Anlage erfüllt werden. Ist dies der Fall, kann die Anlage den Regelbetrieb aufnehmen

(VDE 2018).

Bei Anlagen, deren Vergütung im Rahmen einer EEG-Ausschreibung festgelegt wurde (siehe Kapitel 5.2.1), muss nach Inbetriebnahme bei der Bundesnetzagentur ein Antrag auf die Ausstellung einer Zahlungsberechtigung gestellt werden. Erst dadurch endet die Zählung der genannten Fristen für die Inbetriebnahme und der eingespeiste Strom wird vergütet.

Darüber hinaus gibt die Marktstammdatenregisterverordnung vor, dass alle Anlagen, die Strom aus Erneuerbaren Energien gewinnen, binnen vier Wochen nach ihrer Inbetriebnahme im Marktstammdatenregister gemeldet werden müssen.

6. Betrieb und Ende der Nutzungsdauer

Mit der Inbetriebnahme der Anlage endet die Planungs- und Bauphase. Danach sollte für einen Betriebszeitraum von mindestens 20 Jahren die Betriebsbereitschaft und Sicherheit der Anlage gewährleistet werden. Dazu sind eine Reihe von Wartungs- und Pflegemaßnahmen notwendig – durch die Freiflächen-PV-Anlagen auch 30 Jahre oder länger betrieben werden können.

6.1 Monitoring und Wartung

Grundlage für die Aufrechterhaltung der Ertragsfähigkeit einer Freiflächenanlage ist die kontinuierliche Überprüfung der Leistungsdaten der Anlage im Rahmen eines sogenannten Monitorings. Viele Monitoring-Maßnahmen können von Anlagenbetreibern selbst übernommen werden, aber auch eine vollständige Vergabe an ein Dienstleistungsunternehmen kommt in Frage.

Als Wartung wird die technische Prüfung der Anlagenkomponenten auf ihre Funktionstüchtigkeit bezeichnet. Die Wartungsarbeiten sollten in der Regel von einer Fachkraft durchgeführt werden.

Folgende Tätigkeiten sollten erledigt werden:

Wann?	Wo?	Was?	Wer?
Täglich	Wechselrichter	Kontrolle der Betriebsanzeige	Betreibende
	Betriebsdaten- überwachungssystem	Kontrolle der Betriebszustandsdaten per Fernüberwachung	Betreibende/ Fachkräfte
		Analyse von Fehlermeldungen und Durchführung geeigneter Maßnahmen	Fachkräfte
Monatlich	Zähler	Ertragskontrolle: Zählerstände protokollieren und analysieren	Betreibende/ Fachkräfte
	Generatorfläche	Sichtprüfung, ob gravierende offensichtliche Mängel vorhanden sind	Betreibende
Jährlich	Gesamtanlage	Wiederholung der Messungen und Prüfungen ähnlich der Inbetriebnahme nach VDE	Fachkräfte

Tabelle 1: Nötige Monitoring- und Wartungsmaßnahmen

Die jährliche Überprüfung der Gesamtanlage ist aufgrund der Vorschriften der DGUV Vorschrift 3 (BGHM 2020) in Verbindung mit der DIN VDE 0100 (Freiflächen-PV-Anlage als Teil der Gruppe 700) (VDE 2009) notwendig. Die Prüfung findet anhand der Vorgaben der VDE 0126-23-1 (VDE 2019) und der VDE 0105-100 (VDE 2015) statt.

6.2 Pflege und Instandhaltung des Geländes

Zu einer Freiflächen-PV-Anlage gehören nicht nur technische Bestandteile, sondern auch das Gelände im Anlagenbereich sowie mögliche Ausgleichsflächen. Die Flächen, die dazugehörigen Umzäunungen sowie als Sichtschutz oder ökologische Ausgleichsmaßnahme gepflanzte Gehölze und Sträucher müssen gepflegt werden.

Zum optimalen Betrieb der Anlage müssen potenzielle Verschattungseffekte durch den Aufwuchs vermieden werden. Für die Fläche unter der Anlage werden meistens magerer, ertragsarme Wiesen verwendet. Diese müssen aufgrund des langsamen Wachstums nicht oft gepflegt werden und bieten einen ökologischen Mehrwert. Wegen der fehlenden Düngung entwickelt sich auch an vormalig intensiv genutzten Standorten schnell ein magerer Bodenzustand, durch den sich ein geringerer aber dafür artenreicher Aufwuchs einstellt. Neben dem Mähen des Aufwuchses besteht auch die Möglichkeit der Beweidung z. B. durch Schafe, Rinder oder Alpakas.

Das Ziel von Agri-PV-Anlagen ist, zwischen bzw. unter den Anlagen weiterhin eine klassische landwirtschaftliche Nutzung zu ermöglichen.

Eine intakte Umzäunung der Anlage ist nicht nur als Diebstahlschutz wichtig, sondern wird auch von den meisten Versicherungen gefordert. Bei der Ausgestaltung des Umzäunung stellt es eine Maßnahme im Sinne des Naturschutzes dar, wenn deren Unterkante einen Abstand von mindestens 15 cm zum Boden aufweist. Kleintiere wie Igel und Hasen können dadurch weiterhin die Fläche als Lebensraum nutzen.

6.3 Häufige Schäden

Denkbare Schäden bei Freiflächen-PV-Anlagen kommen an den Modulen, der Verkabelung oder den Wechselrichtern vor. Die meisten davon können durch eine einfache Inaugenscheinnahme erkannt werden. Einzelne defekte Solarzellen innerhalb eines Moduls können durch eine Thermographie identifiziert werden.

Bei ungeeigneter Kabelführung kann es z. B. zu Kabelbrüchen oder dem Abscheuern der Isolation kommen. Im Falle einer Beweidung der Anlagenfläche können die Kabel auch durch Tiere an- oder abgebissen werden.

An den Modulen kann es durch extreme Witterung (z. B. Hagel, Blitzschlag) und durch langfristige Umwelteinwirkungen zu verschiedenen Schäden kommen. Dazu zählen gebrochene PV-Zellen, die Ablösung einzelner Schichten des Moduls, gebrochene Modulrahmen oder verschmorte Stellen.

Genaue Beschreibungen möglicher Schäden und Vorschriften zur Vermeidung dieser können dem Technischen Leitfaden Photovoltaik der VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut GmbH entnommen werden (VdS 2011).

6.4 Versicherung

Eine finanzielle Absicherung gegen Schäden sowie Diebstahl bietet eine spezielle Allgefahrenversicherung für Freiflächen-PV-Anlagen. Bei der Ermittlung der Beitragshöhe spielen vor allem Standortgegebenheiten wie zum Beispiel Überschwemmungsgefahr, Unwetterhäufigkeit und Diebstahlgefährdung eine wichtige Rolle. Im Laufe der Zeit sollten die Versicherungskonditionen regelmäßig nachverhandelt werden, da mit steigendem Alter der Anlage der zu versichernde Wert und damit auch die nötigen Beiträge sinken.

Zusätzlich zu einer solchen Allgefahrenversicherung für die Anlage, kann es vorteilhaft sein, eine Betriebshaftpflichtversicherung abzuschließen. Diese deckt beispielsweise Einspeisertragsausfälle durch Fehler oder Schäden im öffentlichen Netz (Rosanowske 2021).

6.5 Rückbau/Recycling

Oftmals werden der Betriebsdauer der Anlage im Bebauungsplan bereits Grenzen gesetzt. Üblich sind hier 20 oder 25 Jahre. Unabhängig von diesen Vorgaben ist der Weiterbetrieb einer Freiflächen-PV-Anlage allerdings erst dann nicht mehr wirtschaftlich interessant, wenn die gewünschte Rendite nicht mehr erreicht wird. Die Kosten für den dann anstehenden Rückbau sind durch den langen Zeithorizont von typischerweise 20 und mehr Jahren für Anlagenbetreibende schwer abzuschätzen, müssen jedoch bei den Wirtschaftlichkeitsanalysen in der Planungsphase mit betrachtet werden. Im Grundsatz können Kosten für den Arbeitsaufwand sowie für die Entsorgung von Anlagenteilen den Einnahmen aus dem Verkauf wertvoller Materialien wie Aluminiumprofile oder Kupferkabel gegenübergestellt werden. Bedingt durch Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Zweitmarktes sowie zur Lage im Recyclingsektor gehen hier die Ergebnisse auseinander. Können die Module weiterverkauft werden, kann beim Rückbau sogar ein Erlös erwirtschaftet werden. Müssen die Module entsorgt werden, können jedoch auch Kosten auf die Betreibenden zu kommen. Projektierungsunternehmen hinterlegen aufgrund dieser Unsicherheiten meist als Sicherheit für Flächeneigentümer und Gemeinde eine Rückbaubürgschaft in Höhe von 10.000 €/ha. Damit soll gegebenenfalls ein Rückbau der Anlage sichergestellt werden.

7. Wirtschaftlichkeit

Für die Umsetzung eines Freiflächen-PV-Projekts spielt die Wirtschaftlichkeit der Anlage eine wesentliche Rolle. Zur Einschätzung der Wirtschaftlichkeit können verschiedene Methoden angewandt und Kenngrößen errechnet werden (z. B. der Deckungsbeitrag oder die Gesamtkapitalrendite). Im Folgenden werden beispielhaft die Kosten und ökonomischen Kenngrößen einer fiktiven Anlage mit 1 MW installierter Leistung untersucht.

Grundlage der Berechnungen sind in der Regel die Investitionskosten für die Gesamtanlage, bei denen die Photovoltaikanlage selbst den weitaus größten Bestandteil ausmacht. Weitere erwähnenswerte Kostenpunkte sind der Netzanschluss für die Anlage, der Bau der Umzäunung, die Planungskosten, die Sicherheit für den Anlagenrückbau, das Anlegen der Ausgleichsfläche und die Erdarbeiten für die PV-Anlage. Insbesondere bei den Kosten für den Netzanschluss ist zu beachten, dass diese je nach Entfernung des Netzanschlusspunktes sehr hoch ausfallen können. Das kann besonders bei kleineren Anlagen dazu führen, dass sie wirtschaftlich uninteressant werden. Tabelle 2 gibt mögliche Investitionskostenpunkte für eine typische Freiflächenanlage wieder.

Photovoltaikanlage	Planungsleistungen
	Anlagenbau und Erdarbeiten
	Umzäunung
	Netzanschluss, ggf. Trafostation
	Einrichten Fernsteuerung
Gutachterliche Tätigkeiten	Anlagenzertifikat gem. VDE-AR-N 4110
	Spezielle artenschutzrechtliche Prüfung (saP)
	ggf. Blendgutachten
Weitere Kostenpunkte	Bürgschaft für Anlagenrückbau
	Anlegen Ausgleichsfläche
	etc.

Tabelle 2: Typische Investitionskostenbestandteile einer Freiflächen-Photovoltaikanlage

Für das untersuchte Beispiel werden die gesamten Netto-Investitionskosten mit 840.000 € angesetzt (840 € je kWp). Der Einsatz von Eigenkapital für die Finanzierung der Anlage kann abhängig von der Größe der Anlage und der eigenen finanziellen Situation sehr unterschiedlich gewählt werden. In der nachfolgenden Berechnung wurde vom Verzicht auf eine Finanzierung mit Fremdkapital ausgegangen. Dementsprechend werden keine Kapitalkosten angesetzt und die sich ergebende Gesamtkapitalverzinsung muss ggf. in Relation zur gewünschten Eigenkapitalverzinsung bzw. zum möglichen Finanzierungszinssatz gesetzt werden.

Neben den Kapitalkosten können für die Kalkulation der Wirtschaftlichkeit Kosten für die Flächenpacht relevant sein, falls die Anlage nicht auf eigenen Flächen errichtet wird. Für eine 1 MWp-Anlage könnten zum Beispiel bei einem Flächenbedarf von einem Hektar jährliche Pachtkosten von 2.500 bis 3.500 € anfallen. In der Berechnung wurde zunächst von einer Nutzung eigener Flächen ausgegangen und dementsprechend auf einen Ansatz von Pachtkosten verzichtet.

Weitere Kosten fallen vor allem durch die Wartung, die Buchhaltung und Steuerberatung, die Versicherung sowie die notwendige Grünpflege an. Bei einer 1 MWp-Anlage können diese jährlichen Kosten überschlagen mit etwa 10 €/kWp angenommen werden.

Für die Berechnung der Einnahmen aus der Einspeisevergütung wurde ein spezifischer Energieertrag der Anlage von 1.000 kWh/kWp pro Jahr angenommen. Zusätzlich wurde ein Minderertrag der Module durch lineare Alterung von insgesamt 10 % innerhalb von 20 Jahren einbezogen. Damit ergibt sich eine jährliche Stromproduktion von durchschnittlich 950.000 kWh.

Für Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kWp gilt nach dem EEG die geförderte Direktvermarktung (siehe Kapitel 5.2.1). Der für die Einnahmen von Freiflächenanlagen zwischen 100 kWp und 1 MWp relevante anzulegende Wert ist in § 48 Abs. 1 EEG 2023 gesetzlich geregelt und beträgt derzeit 7,0 Cent/kWh. Liegt der vom Vermarktungsunternehmen erzielte Verkaufserlös für den Solarstrom über dem anzulegenden Wert, so können die Anlagenbetreibenden von diesem höheren Strompreis profitieren. Derartige Zusatzeinnahmen wurden jedoch nicht in die Berechnung mit einbezogen.

Stattdessen wird davon ausgegangen, dass die Anlage eine konstante Vergütung von 7,0 Cent/kWh für 20 Jahre erhält. In der Praxis liegt der Förderzeitraum gemäß EEG für Anlagen bis 1 MWp bei 20 vollen Kalenderjahren zuzüglich des restlichen Inbetriebnahmehjahres. Der angesetzte Betrachtungszeitraum entspräche damit einer Inbetriebnahme am Jahresende.

Über den gesamten Betrachtungszeitraum werden unter den beschriebenen Rahmenbedingungen Einnahmen in Höhe von 1.330.000 € erzielt. Die jährlichen Einnahmen betragen somit 66.500 €. Werden diese jährlichen Einnahmen mit den jährlichen Kosten verrechnet und ins Verhältnis zu den Investitionskosten gesetzt, ergibt sich für das Berechnungsbeispiel eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals von 1,73 Prozent pro Jahr. Der Deckungsbeitrag pro Hektar und Jahr liegt bei 14.500 €.

In den folgenden Grafiken wird dargestellt, wie der zu erwartende Deckungsbeitrag variiert, wenn sich der Preis für die PV-Anlage, der anzulegende Wert oder der spezifische Ertrag der Anlage verändert. Ausgangssituation ist jeweils die oben dargestellte Berechnung mit PV-Anlagenkosten von 840 €/kWp, einer Einspeisevergütung von 7,0 Cent/kWh und einem spezifischen Ertrag von 1.000 kWh/kWp.

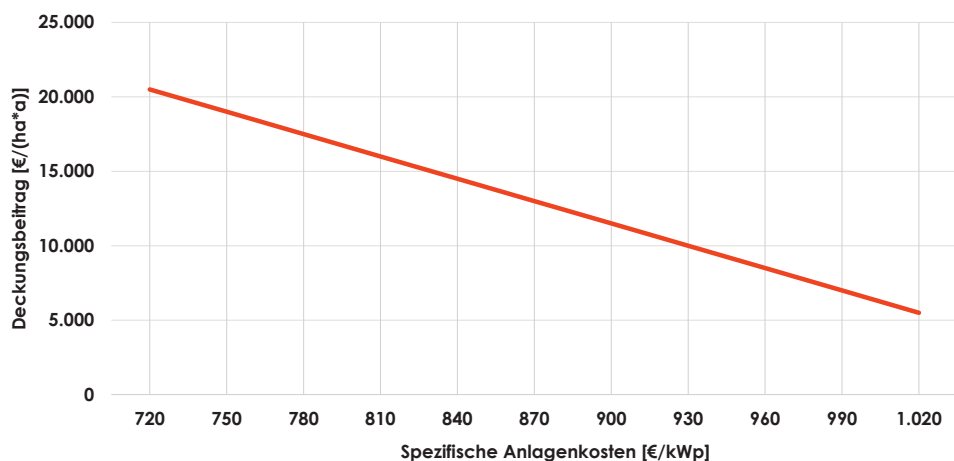


Abbildung 17: Deckungsbeitrag in Abhängigkeit von den spezifischen Kosten für das vorgestellte Anlagenbeispiel

In der Beispielrechnung beträgt bei Eigenfinanzierung und spezifischen Kosten von 840 €/kWp der jährliche Deckungsbeitrag 14.500 €/ha. Lägen die Anschaffungskosten bei 900 €/kWp, würde diese Kennzahl auf 11.500 €/ha sinken und entsprechend bei 780 €/kWp auf 17.500 €/ha ansteigen. Dieser lineare Zusammenhang zwischen Anlagenkosten und Deckungsbeitrag ist in Abbildung 17 dargestellt.

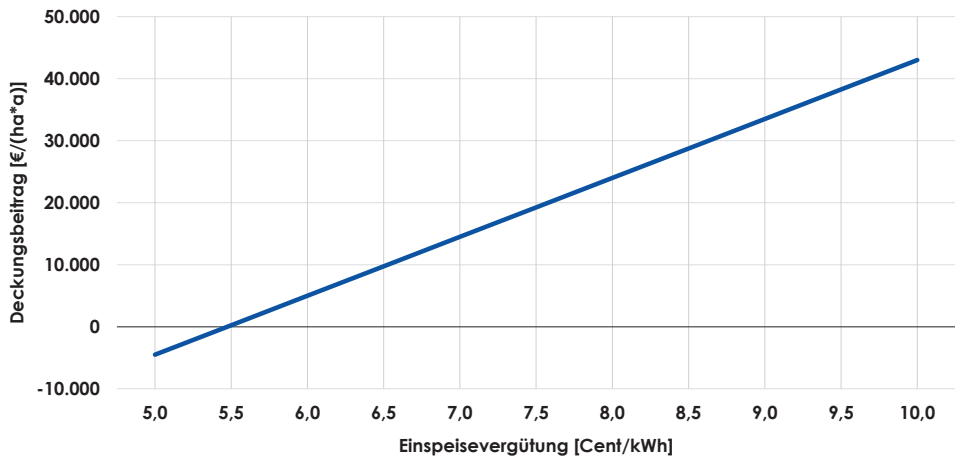


Abbildung 18: Deckungsbeitrag in Abhängigkeit von der Einspeisevergütung für den PV-Strom

Bereits kleine Änderungen der dauerhaft pro Kilowattstunde erzielbaren Einnahmen haben einen erheblichen Einfluss auf den Deckungsbeitrag. Steigt der anzulegende Wert von 7,0 ct/kWh auf 7,5 ct/kWh, so erhöht sich der Deckungsbeitrag von 14.500 € pro Hektar und Jahr um knapp 33 % auf 19.250 € (siehe Abbildung 18).

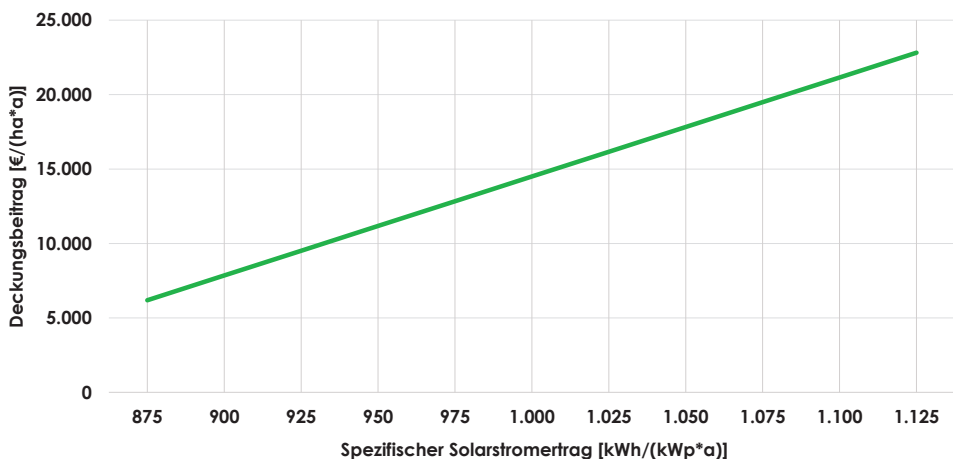


Abbildung 19: Deckungsbeitrag in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag der PV-Anlage

In vielen Teilen Süddeutschlands lassen sich Ertragswerte von über 1.000 kWh/kWp pro Jahr erzielen. Bei einem Ertragswert von 1.050 kWh/kWp steigt der Deckungsbeitrag auf 17.825 € pro Hektar und Jahr, bei 1.100 kWh/kWp werden es sogar 21.150 € (siehe Abbildung 19).

Bei der Betrachtung alternativer Anlagengrößen wird klar, dass sich mit steigender Anlagengröße Skaleneffekte bemerkbar machen, da sich manche Investitionskostenbestandteile nicht entsprechend erhöhen und auf eine größere Anlagenleistung verteilen. So liegen für die Anlage mit 1 MWp aus dem Berechnungsbeispiel die spezifischen Investitionskosten bei circa 840 €/kWp. Für eine Anlage mit 5 MWp kann man von nur noch etwa 750 €/kWp ausgehen. Eine Abschätzung des Kostenverlaufs in Abhängigkeit von der zu installierenden Leistung gibt Abbildung 20 wieder.

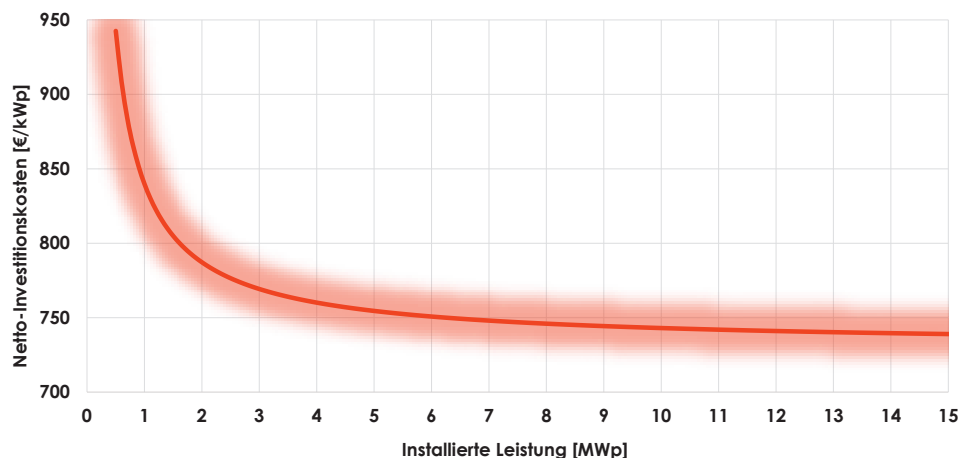


Abbildung 20: Spezifische Investitionskosten für Freiflächen-PV-Anlagen in Abhängigkeit von der Leistung

Trotz gesunkener anzulegender Werte können Freiflächen-PV-Anlagen nach wie vor wirtschaftlich umgesetzt werden. Auch wenn große Anlagen aufgrund von Skaleneffekten Vorteile gegenüber kleinen Anlagen aufweisen, bieten sich für landwirtschaftliche Betriebe Möglichkeiten zur Einkommensdiversifizierung, sei es durch die Umsetzung in Eigenregie oder die Verpachtung der benötigten Flächen.

8. Fazit

Wir leben in einer Gesellschaft, die auf die Nutzung von Energie, insbesondere von Strom, angewiesen ist. Um den Klimawandel sowie dessen dramatische und kostspielige Folgen abzumildern, muss die Energieversorgung in absehbarer Zeit in allen Sektoren (Mobilität, Wohnen, Industrie, Gewerbe, Konsum, Ernährung) komplett CO₂-neutral erfolgen.

Da elektrische Energie eine sehr hochwertige Energieform darstellt, sollte der Stromverbrauch möglichst gering sein. Strom, der unbedingt erforderlich ist, sollte möglichst effizient erzeugt und verbraucht werden. Der benötigte Strom muss im Sinne des Klima- und Umweltschutzes mit Erneuerbaren Energien produziert werden. C.A.R.M.E.N. e.V. setzt sich dafür ein, diesen sogenannten Energie-3-Sprung umzusetzen.

Im Zuge des nötigen Zubaus an Erneuerbaren Energien wie etwa durch Photovoltaikanlagen begrüßen wir insbesondere alle PV-Anlagen, welche an und auf Gebäuden oder auch auf versiegelten Flächen wie Parkplätzen errichtet werden. Neben vielfältigen besonderen Bauformen wie mobiler PV oder schwimmenden PV-Anlagen auf stehenden Gewässern verfügt Deutschland über wesentliche Ausbaupotenziale vor allem durch die Nutzung von Freiflächen für Photovoltaikanlagen.

Obwohl für Photovoltaik an Gebäudehüllen ein hohes technisches Potenzial angenommen werden kann, wird auch die Installation von Photovoltaikanlagen auf Freiflächen in naher Zukunft eine große Rolle spielen. Zum einen wird die Nutzung des gebäudebezogenen Potenzials nicht schnell genug erfolgen, um den notwendigen Zubau zu erreichen. Zum anderen sind die Stromgestehungskosten von Freiflächen-PV-Anlagen mit rund 3 bis 6 Cent/kWh deutlich niedriger als diejenigen von Gebäudeanlagen mit ca. 5 bis 11 Cent/kWh (Kost et al. 2021). Nur die Erneuerbaren Energieformen, insbesondere Freiflächenanlagen und Windenergie, können die Energiekosten dauerhaft bezahlbar halten. Sie sind deutlich günstiger als Kraftwerke auf Basis von fossiler oder Atomenergie, wenn die resultierenden Umwelt- und Folgekosten mit in die Betrachtung einbezogen werden.

Maßnahmen zur Akzeptanzsicherung sind aufgrund der steigenden Zahl von Anlagen sowie des Trends zu größeren Anlagen von zunehmender Bedeutung. Die Tendenz zu Großanlagen kommt insbesondere durch die bei kleinen Anlagen immer knapper werdende Wirtschaftlichkeit zustande.

Aus unserer Sicht können Freiflächen-PV-Anlagen einen äußerst positiven Beitrag zur Energiewende leisten, da der Stromertrag pro Fläche sehr hoch ist, sie mittlerweile die Erzeugungsform mit den geringsten Stromgestehungskosten darstellen, die verwendete Fläche nur zu einem sehr geringen Anteil versiegelt wird, der Wasserhaushalt nicht beeinflusst wird, die Anlage rückstandsfrei nach der Nutzungszeit rückgebaut und die Fläche wieder uneingeschränkt anderweitig genutzt werden kann, sowie eine mehrfache Nutzung der Fläche ermöglicht wird. Eine solche Nutzung kann etwa das extensive Beweiden mit Schafen oder Rindern darstellen oder die Fläche kann im Vergleich zur intensiven Bewirtschaftung bei entsprechender Umsetzung wesentlich zur Artenvielfalt beitragen.

C.A.R.M.E.N. e.V. befürwortet die Errichtung von Freiflächen-PV-Anlagen, insbesondere bei Umsetzung zusätzlicher ökologischer Maßnahmen und unter Einbeziehung aller Interessierten vor Ort.

9. Quellenverzeichnis

APV-Resola (2021): Agrophotovoltaik (APV), Abrufbar unter: <https://hofgemeinschaft-heggelbach.de/energie> (letzter Abruf 01.03.2023)

Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (BayStMELF) (2023): iBALIS Kartenviewer Agrar, Abrufbar unter: <https://www.stmelf.bayern.de/ibalis/kartenviewer?10> (letzter Abruf 01.03.2023)

Bayerische Staatsregierung (2023): Energie-Atlas Bayern (www.energieatlas.bayern.de), Geobasisdaten: Bayerische Vermessungsverwaltung, Abrufbar unter: www.karten.energieatlas.bayern.de/start/?lang=de&topic=energie_gesamt&bgLayer=atkis (letzter Abruf 01.03.2023)

Berufsgenossenschaft Holz und Metall (BGHM) (2020): DGUV Vorschrift 3 Elektrische Anlagen und Betriebsmittel, Abrufbar unter: https://www.bghm.de/fileadmin/user_upload/Arbeitsschuetzer/Gesetze_Vorschriften/Vorschriften/DGUV-Vorschrift-3.pdf (letzter Abruf 01.03.2023)

Bundesnetzagentur (2023a): Marktstammdatenregister, Abrufbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR> (letzter Abruf 01.03.2023)

Bundesnetzagentur (2023b): Beendete Ausschreibungen, Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html (letzter Abruf 01.03.2023)

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (o.J.): DGS-Leitfaden Photovoltaische Anlagen, 5. Auflage, Berlin: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.

FNR (2021): Flächennutzung in Deutschland 2020, Abrufbar unter: <https://mediathek.fnr.de/flachennutzung-in-deutschland.html> (letzter Abruf 01.03.2023)

Fraunhofer ISE (2023): Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2022, Abrufbar unter: <https://www.energy-charts.info/> (letzter Abruf 01.03.2023)

Günnewig, Dieter (2020): Ground mounted PV-Plants between cost and land use, Online Konferenz von Bosch und Partner

Klärle, Martina, Joachim Ettwein und Ute Langendörfer (2018): Merkblatt 17-2018 – Bebauungsplan für Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen, Abrufbar unter: <https://dvw.de/veroeffentlichungen/standpunkte/1161-bebauungsplanung-fuer-freiflaechen-photo-voltaik-anlagen> (letzter Abruf 01.13.2023)

Kost, Christoph, Shivenes Shammugam, Verena Fluri, Dominik Peper, Aschkan Davoodi Memar und Thomas Schlegl (2021): Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien, Juni 2021, Abrufbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (letzter Abruf: 01.03.2023)

Neumann, Hinrich (2019): Baubeginn einer neuartigen Agrophotovoltaikanlage, in top agrar online, Abrufbar unter: <https://www.topagrar.com/energie/news/baubeginn-einer-neuartigen-agrophotovoltaikanlage-11824877.html> (letzter Abruf 01.03.2023)

Niedermeir-Stürzer, Heidemarie und Simone Klett (2014): Praxis-Leitfaden für die ökologische Gestaltung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Augsburg: Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU), Abrufbar unter: <https://www.energieatlas.bayern.de/energieatlas/neu/39> (letzter Abruf 01.03.2023)

NREL (2021): Champion Photovoltaic Module Efficiency Chart, Abrufbar unter: <https://www.nrel.gov/pv/module-efficiency.html> (letzter Abruf 01.03.2023)

Peschel, Tim (2010): Solarparks – Chancen für die Biodiversität, Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e. V., Abrufbar unter: <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/publikationen/solarparks-%E2%80%93-chancen-fuer-die-biodiversitaet> (letzter Abruf 01.03.2023)

Philipps, Simon und Werner Warmuth (2020): Photovoltaics report, Abrufbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/photovoltaics-report.html> (letzter Abruf 01.03.2023)

Rosanowske, Gerd (2021): Solarparkversicherung, Abrufbar unter: <https://www.solarparkversicherung.de/> (letzter Abruf 01.03.2023)

Rös Rath (2021): Ablaufschema Bebauungsplan, Abrufbar unter: <https://www.roesrath.de/ablaufschema-bebauungsplanverfahren.pdf> (letzter Abruf 01.03.2023)

Scharf, Johannes, Michael Grieb und Maendy Fritz (2021): Agri-Photovoltaik – Stand und offene Frage, Straubing: Technologie- und Förderzentrum (TFZ) , Abrufbar unter: https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz_bericht_73_agri-pv.pdf (letzter Abruf 01.03.2023)

SFV (2021): Bundesweite Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen, Abrufbar unter: <https://ertragsdatenbank.de/auswertung/index.html> (letzter Abruf 01.03.2023)

te Heesen, Hendrik, Volker Herbolt und Martin Rumpler (2018): Untersuchung des Ertrags von Photovoltaikdachanlagen bis 30 kWp in Deutschland im Zeitraum von 2014 bis 2017, Bonn: Lecture Notes in Informatics, Gesellschaft für Informatik

VDE (2009): Errichten von Niederspannungsanlagen (VDE 0100), Berlin: VDE Verlag GmbH

VDE (2015): Betrieb von elektrischen Anlagen, (VDE 0105-100), Berlin: VDE Verlag GmbH

VDE (2018): Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung - VDE-AR-N 4110), Berlin: VDE Verlag GmbH

VDE (2019): Photovoltaik (PV)-Systeme – Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung (VDE 0126-23-1), Berlin: VDE Verlag GmbH

VdS Schadensverhütung GmbH (2011): Photovoltaikanlagen Technischer Leitfaden, Abrufbar unter: <https://kitawa.de/images/Technischer-Leitfaden.pdf> (letzter Abruf 01.03.2023)

Wesselak, Viktor und Sebastian Voswinckel (2016): Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird, 2. Auflage, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag

Wirth, Harry (2022): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fassung vom 18.12.2022, Abrufbar unter: www.pv-fakten.de (letzter Abruf 01.03.2023)

Notizen

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

Herausgeber

C.A.R.M.E.N. e.V.
Schulgasse 18 · 94315 Straubing
Tel. 09421 960 300
Fax 09421 960 333
contact@carmen-ev.de
www.carmen-ev.de



C.A.R.M.E.N.