

I. Betriebswirtschaftliche Analyse

Im nachfolgenden Kapitel sollen Freiflächenphotovoltaik-Anlagen betriebswirtschaftlich analysiert werden. Dabei wird auf zwei verschiedene Konstellationen genauer eingegangen: zum einen standardaufgeständerte Freiflächenphotovoltaikanlagen und hoch aufgeständerte Agri-PV Anlagen.

Die Gestehungskosten des Stroms einer FFPV Anlage sind von der Höhe der Investitionskosten, dem nutzbaren Stromertrag und den anlagenspezifischen Betriebskosten abhängig. Diese Angaben werden für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der FFPV-Anlagen benötigt.³⁹¹

Zuvor folgt jedoch eine allgemeine Einführung zu den betriebswirtschaftlichen Hebeln des Produkts „Strom“.

I. Stromgestehungskosten von FFPV

Die Gestehungskosten von FFPV-Anlagen und Agri-PV Anlagen teilen sich in verschiedene Sparten auf. Dazu zählen zum einen die spezifischen Investitionen für die PV Komponenten, sowie für die übrigen Systemkosten der Aufständerung und weitere Aufwendungen wie die Einzäunung für die Anlage, die elektrische Anbindung (Netzanschluss, Trafostation), die Vorbereitung der Fläche und die Mess- und Regeltechnik. Eine Zusammenfassung der letztgenannten übrigen Systemkosten erfolgt auch unter dem Begriff „Balance of System“ (abgekürzt BOS).³⁹²

391 INSIDE – Studie, Integration von Solarenergie in die niedersächsische Energielandschaft, S. 13.

392 INSIDE – Studie, Integration von Solarenergie in die niedersächsische Energielandschaft, S. 13.

1. Stromgestehungskosten

Sofern die oben genannten Parameter bekannt sind berechnen sich die Stromgestehungskosten nach folgender Formel³⁹³:

Stromgestehungskosten = ³⁹⁴	$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$												
(engl. LCOE = Levelized Costs of Electricity in EUR/kWh)													
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;">I₀ =</td> <td>Investitionsausgaben in EUR</td> </tr> <tr> <td>A_t =</td> <td>Jährliche Gesamtkosten in EUR im Jahr t</td> </tr> <tr> <td>M_{t,el} =</td> <td>Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh</td> </tr> <tr> <td>i =</td> <td>realer kalkulatorischer Zinssatz</td> </tr> <tr> <td>n =</td> <td>wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren</td> </tr> <tr> <td>t =</td> <td>Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ...n)³⁹⁵</td> </tr> </table>		I ₀ =	Investitionsausgaben in EUR	A _t =	Jährliche Gesamtkosten in EUR im Jahr t	M _{t,el} =	Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh	i =	realer kalkulatorischer Zinssatz	n =	wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren	t =	Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ...n) ³⁹⁵
I ₀ =	Investitionsausgaben in EUR												
A _t =	Jährliche Gesamtkosten in EUR im Jahr t												
M _{t,el} =	Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh												
i =	realer kalkulatorischer Zinssatz												
n =	wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren												
t =	Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ...n) ³⁹⁵												

Mit dieser Berechnungsmethode sollen die für unterschiedliche Stromerzeugungskraftwerke benötigten Erzeugungs- und Kostenstrukturen vergleichbar gemacht werden. Dabei werden die anfallenden Kosten der Anlage für die Errichtung und den Betrieb mit der Summe der erzeugten Strommenge über die gesamte Nutzungsdauer gegenübergestellt.³⁹⁶

Die Berechnung kann auf der einen Seite auf Grundlage der Kapitalwertmethode oder der Annuitätenmethode erfolgen. Die Berechnung anhand der Annuitätenmethode stellt eine Vereinfachung der Kapitalwertmethode dar, sodass hierauf nicht weiter eingegangen wird.³⁹⁷

Im Rahmen der „Kapitalwertmethode werden die Aufwendungen für Investitionen sowie die Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben während der Laufzeit der Anlage durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugspunkt berechnet.“³⁹⁸ Im Rahmen dieser Herangehensweise wird der Barwert aller Ausgaben durch den Barwert der Stromerzeugung dividiert. Hinter dieser Rechnung steht die Überlegung, dass der erzeugte Strom aus den Einnahmen des Verkaufs des Stroms entspringt. Je weiter die Einnahmen in der Zukunft generiert werden, desto geringer ist damit

³⁹³ Kost et. Al. 2021, S. 37 abrufbar unter: Studie: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien – Fraunhofer ISE (zuletzt aufgerufen am 05.04.2024).

³⁹⁴ Kost et. Al. 2021, S. 37.

³⁹⁵ Kost et. Al. 2021, S. 37.

³⁹⁶ Kost et. Al. 2021, S. 37.

³⁹⁷ Kost et. Al. 2021, S. 38.

³⁹⁸ Kost et. Al. 2021, S. 37.

der jeweilige Barwert.³⁹⁹ Aus den Investitionskosten und den gesamten anfallenden Betriebskosten setzen sich die jährlichen Gesamtausgaben der kompletten Betriebslaufzeit zusammen.⁴⁰⁰

Neben den fixen und variablen Kosten für den Betrieb der Anlagen setzen sich die jährlichen Gesamtkosten aus der Wartung, der Instandhaltung, den Reparaturen und Versicherungszahlungen zusammen. Dabei kann der Anteil an Fremd- und Eigenkapital in Form der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten über den Diskontierungsfaktor (kalkulatorischer Zinssatz) in die Analyse einfließen (Weighted average cost of capital). Abhängigkeit besteht dabei zu der Höhe des Eigenkapitals, der Eigenkapitalrendite über die Nutzungsdauer verteilt, den Fremdkapitalkosten und dem eingebrachten Fremdkapitalanteil.⁴⁰¹

Bei der Berechnung der jährlichen Gesamtkosten gilt zudem, dass sich die jährlichen Gesamtkosten At aus den fixen Betriebskosten addiert mit den variablen Betriebskosten und dem Restwert bei Entsorgung der Anlage zusammensetzen. Durch diese Berechnung der Stromgestehungskosten lassen sich die Werte gut zwischen verschiedenen Anlagen (designs) vergleichen. Dabei stellen diese Stromgestehungskosten eine Vergleichsrechnung auf Kostenbasis dar, die nicht einer Berechnung der Höhe von Einspeisetarifen gleicht. Die Einspeisetarife können nur unter Berücksichtigung von weiteren Einflussparametern berechnet werden. Aus den Ergebnissen für die Stromgestehungskosten lassen sich nur schwer Aussagen zu den Einspeisetarifen treffen, da gesetzliche Regelung wie die Eigenverbrauchsregelungen, die Steuergesetzgebung und realisierte Einnahmen der Betreiber diese Berechnung erschweren.⁴⁰²

Diese Berechnungsmethode ist jedoch nicht geeignet, die Wirtschaftlichkeit einer bestimmten Anlage zu bestimmen, dafür bedarf es einer Finanzierungsrechnung unter Berücksichtigung der Einnahmen und Ausgaben unter Zuhilfenahme eines Cashflow-Modells.⁴⁰³

Die nachfolgende Grafik des Fraunhofer ISE in Freiburg soll einen Überblick über die Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und

399 Kost et. Al. 2021, S. 37.

400 Kost et. Al. 2021, S. 37.

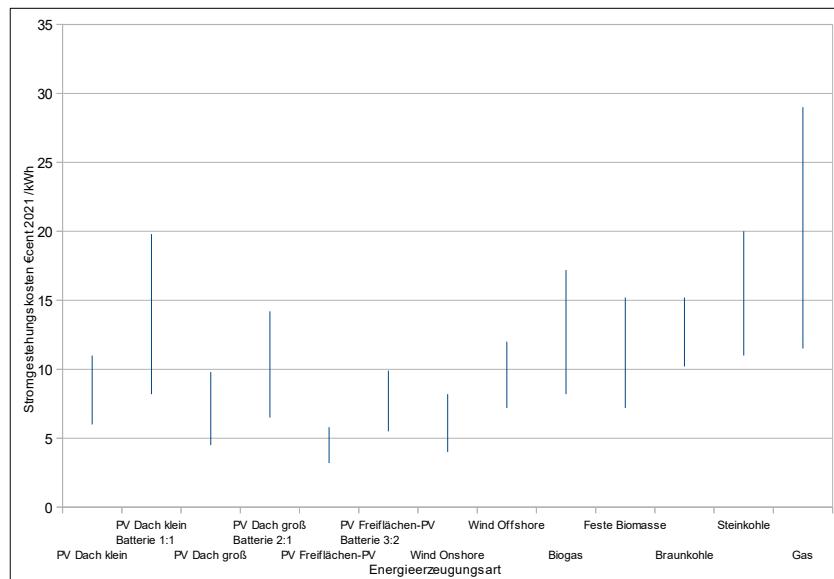
401 Kost et. Al. 2021, S. 37.

402 Kost et. Al. 2021, S. 37.

403 Kost et. Al. 2021, S. 38.

I. Betriebswirtschaftliche Analyse

konventionelle Kraftwerke für Standorte in Deutschland geben, für das Jahr 2021:⁴⁰⁴



Je nach Anlagentyp und Sonneneinstrahlung liegen die PV-spezifischen Stromgestehungskosten zwischen 3,12 und 11,01 Cent/kWh, wobei die spezifischen Anlagenkosten zwischen 530 € bis 1600€/kWp liegen.⁴⁰⁵

„PV Freiflächen-PV“ meint in dieser Grafik Freiflächenphotovoltaik-Anlagen, dessen installierte Leistung 1 MWp überschreitet. Dachinstallierte Kleinanlagen unter 30 kWp werden mit „PV Dach klein“ bezeichnet und dachinstallierte Großanlagen über 30 kWp mit „PV Dach groß“. Zugrunde gelegt wurde in dieser Grafik ein Standort in Deutschland mit einer durchschnittlichen horizontalen Globalstrahlung von 950 bis 1300 kWh/(m²a) ausgerüstet mit Standardmodulen und monokristallinen Siliziumzellen.⁴⁰⁶

Diese Grafik zeigt, dass Freiflächenphotovoltaikanlagen die niedrigsten Stromgestehungskosten von den verglichenen Energieerzeugungsanlagen besitzen. Aus dem wirtschaftlichen Blickwinkel der Stromgestehungskosten ist daher eine Ungleichbehandlung der FFPV Anlagen nicht gerechtfertigt.

404 Kost et. Al. 2021, S. 2.

405 Kost et. Al. 2021, S. 2.

406 Kost et. Al. 2021, S. 38.

Hier muss jedoch noch bewertet werden, dass die Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen nicht in die grafische Auswertung eingeflossen sind. Gerade bei Wasserkraftanlagen dürften noch geringere Stromgestehungskosten vorliegen.

2. Lernkurvenbasierte Prognose von Stromgestehungskosten

Anhand von Lernkurvenmodellen können für die Zukunft die Stromgestehungskosten abgeschätzt werden, das gibt einen Anhaltspunkt, ob in Zukunft noch eine Förderung im Rahmen des EEG oder ähnlichen Förderprogrammen notwendig ist, um Anreize für den beschleunigten Umstieg auf Erneuerbare Energien zu schaffen.

Anhand von Marktprojektionen für die Jahre 2030 und 2040 können aufbauend auf den errechneten Stromgestehungskosten Prognosen über die zukünftige Entwicklung der Anlagenpreise und damit auch über die Stromgestehungskosten erstellt werden. Beim Lernkurvenkonzept wird die kumuliert produzierte Menge (Marktgröße) mit den sinkenden Stückkosten (Produktionskosten) ins Verhältnis gesetzt.⁴⁰⁷

Wenn beispielhaft sich die Stückzahlen für ein Produkt verdoppeln und auf der anderen Seite die Kosten pro Stück um 20 % sinken, wird von einer Lernrate von 20 % gesprochen (Progress Ratio PR = 1 – Lernrate).⁴⁰⁸

Anhand dieses Modells stellt sich die „Beziehung zwischen der zum Zeitpunkt t produzierten Menge x_t , den Kosten $C(x_t)$ im Verhältnis zur Ausbringungsmenge im Bezugspunkt x_0 und den entsprechenden Kosten $C(x_0)$ und dem Lernparameter b folgendermaßen dar“:⁴⁰⁹

407 Kost et. Al. 2021, S. 38.

408 Kost et. Al. 2021, S. 38.

409 Kost et. Al. 2021, S. 38.

I. Betriebswirtschaftliche Analyse

Für die Lernrate gilt:⁴¹⁰

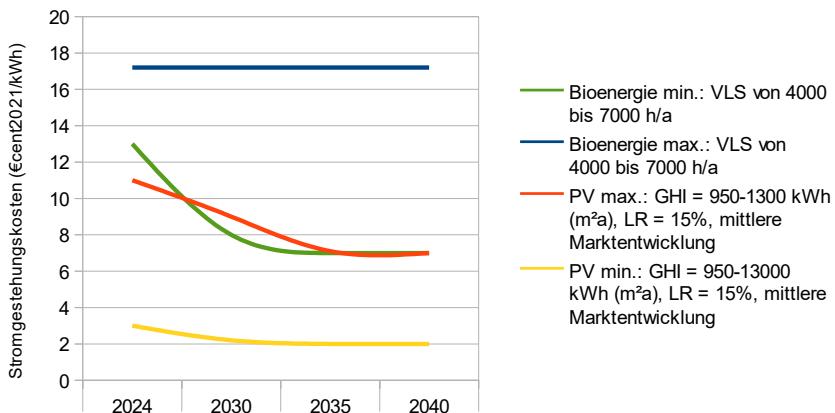
$$C(x_t) = C(x_0) \left(\frac{x_t}{x_0}\right)^{-b}$$

$$LR = 1 - 2^{-b}$$

t	=	Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ...n)
x_t	=	Zum Zeitpunkt t produzierte Menge
$C(x_t)$	=	Kosten der zum Zeitpunkt t produzierten Menge
x_0	=	Bezugspunkt
$C(x_0)$	=	Kosten zum Bezugspunkt ⁴¹¹
b	=	Lernparameter

Durch diese Formel können für verschiedene Betrachtungszeitpunkte die Stromgestehungskosten bis zum Jahr 2040 errechnet werden. Durch Betrachtung verschiedener Marktszenarien für die kommenden Jahre sind kumulierte Marktgrößen zu den jeweiligen Jahreszahlen zuordbar, sodass eine zeitlich abhängige Prognose für die Entwicklung der Stromgestehungskosten errechnet werden kann.⁴¹²

Grafik: Prognose der Stromgestehungskosten:⁴¹³



410 Kost et. Al. 2021, S. 38.

411 Kost et. Al. 2021, S. 38.

412 Kost et. Al. 2021, S. 38.

413 Kost et. Al. 2021, S. 4.

Hinsichtlich der Unsicherheiten und Ungenauigkeiten sollte hier noch erwähnt werden, dass Krisen und Kriege wie der Ukraine Krieg und die sprunghafte Verteuerung der Strom- und Gaspreise, in dieser Formel nicht abgebildet werden können und die aufgeföhrten Zahlen daher, aus einem anderen Blickwinkel zu betrachten sind.

Neben diesen Fehlerquellen sei als Bewertung dieser Methodik noch erwähnt, dass es bei einer Einzelbetrachtung zu einer verengten Sichtweise kommen kann, die Fehlinterpretationen ermöglicht. Daneben sind für die Berechnung alle Kosten für die Lebensdauer der Anlage anzugeben, die im Einzelfall nur prognostiziert werden können und keinesfalls die Realität der Betriebs- und Wartungskosten einer einzelnen Anlage abbilden können. Hervorzuheben sind bei der Anwendung dieser Formel jedoch besonders die eingestellten Kostenkomponenten. Daneben ist herauszustellen, dass Strom ein zeitlich heterogenes Gut ist, sodass die Wertigkeit des Stroms vom Zeitpunkt der Erzeugung abhängt. Ein Grund dafür ist zum einen die noch immer schlechten Speichermöglichkeiten von Strom. Wird dieser Punkt jedoch in einem zeitlich größeren Kontext gesehen, hängt die Wertigkeit des Stroms noch von der generellen Verfügbarkeit oder vom Grad der eingesetzten erneuerbaren Energien am Strommix ab.⁴¹⁴

Derzeit wird die Wertigkeit des Stroms am Energy-Only-Markt abgebildet, die sich bei einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien vermutlich anders darstellen wird, sodass in Zukunft voraussichtlich die Wertigkeit einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromerzeugung steigen wird.⁴¹⁵ Diese würde zu höheren Stromgestehungskosten bei zum Beispiel Gaskraftwerken, Stein- oder Braunkohle- Kraftwerken führen.

Bewertung der Grafik:

Auch in Zukunft werden voraussichtlich Freiflächenphotovoltaik Anlagen zusammen mit Windenergieanlagen an Land die niedrigsten Stromgestehungskosten haben. Diese Prognose legt nahe, dass für eine wirtschaftliche Umstellung auf Erneuerbare Energien vor allem die Freiflächenphotovoltaik und die Windenergieanlagen an Land ausgebaut werden sollten. Ein politisches oder regulatorisches Bremsen dieses Ausbaus macht aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten keinen Sinn, solange die Energieerzeugung in Deutschland noch nicht treibhausgasneutral ist.

414 Kost et. Al. 2021, S. 39.

415 Kost et. Al. 2021, S. 39.

Worüber sich jedoch keine Aussagen treffen lassen, sind Aussagen zu der Förderung durch das EEG. Das EEG stellt einen Anreizmechanismus und eine sichere Einspeisevergütung von Erneuerbaren Energien dar. Aufgrund des wirtschaftlichen Betriebs von Anlagen außerhalb der EEG Vergütung und den stark angestiegenen Strompreisen durch den Ukraine Krieg, die Abschaltung der Atomkraftwerke, den höheren Bedarf an Strom und die Inflation, kann aus wirtschaftlicher Sicht auf ein Förderprogramm für den Ausbau von Freiflächenphotovoltaik verzichtet werden. Dennoch ist aufgrund der Dringlichkeit der Umstellung auf Erneuerbare Energien auch herauszustellen, dass Anreize für den schnellen Umstieg geschaffen werden müssen. Ob das zwingend in einer finanziellen Förderung liegen muss, sei einmal dahingestellt.

Neben diesen rein monetären Gesichtspunkten der EEG Förderung, besitzt das EEG auch einen Lenkungscharakter. Das EEG legt in § 37 EEG 2023 Regularien zu Standortvorgaben fest. Sofern FFPV Anlagen außerhalb dieser Flächenvorgaben errichtet werden, besteht für diese Anlagen keine Möglichkeit Gebote bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments abzugeben.

Zu diesen Standorten zählen beispielhaft bereits versiegelte Flächen für die ein Bebauungsplan erstellt worden ist, Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnbaulicher oder militärischer Nutzung, für die ein Bebauungsplan erstellt worden ist und auch landwirtschaftlich benachteiligte Gebiete.

Hinsichtlich der landwirtschaftlich benachteiligten Gebiete gibt es außerdem noch einschränkend die Lenkungsmöglichkeit der Landesregierungen, die für Solaranlagen des ersten Segments besondere Zuschlagsvoraussetzungen für benachteiligte Gebiete schaffen müssen. Die Bundesnetzagentur darf Gebote für Freiflächenanlagen auf Flächen nach § 37 Abs. 1 Nr. 2 Buchstabe h und i EEG 2023 bei den Zuschlagsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments nur berücksichtigen, sofern die jeweiligen Landesregierungen für Gebote auf benachteiligten Flächen eine Rechtsverordnung nach § 37c Abs. 2 EEG 2023 erlassen haben und die Bundesnetzagentur den Erlass der Rechtsverordnung vor dem Gebotstermin bekannt gemacht hat.

Wie bereits im rechtlichen Gutachten herausgestellt worden ist, sind vor allem die rechtlichen Hürden im Bauplanungsrecht und damit die fehlende Privilegierung im Außenbereich ein Hemmschuh für die schnelle Umsetzung der Freiflächenphotovoltaik. Daneben stellt auch das landschaftsökologische Gutachten fest, dass die Biodiversität zumindest in den geprüften

Punkten, in den meisten Fällen gegenüber der landwirtschaftlichen Erzeugung höher ist.

II. Betriebskosten

Die Betriebskosten setzen sich aus dem für die Investition skalierten laufenden Kosten zusammen, hinzuzuzählen sind hier vor allem die Anlagenversicherung, die Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung, die Pachtzahlungen für die Fläche, Rückstellungen für Ersatzbeschaffungen und ggf. Kosten für die Fernüberwachung. Gewöhnlich liegen diese jährlichen Kosten bei circa 2 % der Investitionen.⁴¹⁶

III. Investitionskosten

Die spezifischen Kosten für die Freiflächenphotovoltaikanlagen hängen im Wesentlichen von der Anlagengröße ab. Für kleine Anlagen liegen die Kosten bei circa 700.000 € / MW mit einer Leistung von 0,75 MW, bei sehr großen Anlagen mit 200 MW Leistung liegen die spezifischen Kosten bei circa 500.000 € pro MW.⁴¹⁷

Die Auswahl und Qualität der Anlagenkomponenten hat einen direkten Einfluss auf die Wartungsanfälligkeit, die Erträge und die Laufzeit der Anlage.⁴¹⁸ Die Auswahl der Komponenten hängt damit an der Beschaffenheit des Untergrundes, der Sonneneinstrahlung vor Ort, aber auch die Art der landwirtschaftlichen Nutzung der Fläche spielen eine Rolle. Kostenpunkte bei den Investitionskosten sind damit vor allem die Module, die Unterkonstruktion, die Erschließung, die Planung, die Infrastruktur, der Netzanschluss, Verkabelung, Wechselrichter und die Umzäunung.

⁴¹⁶ INSIDE – Studie, Integration von Solarenergie in die niedersächsische Energieschaft, S. 13.

⁴¹⁷ Altmann, S. 2020.

⁴¹⁸ Agri-Photovoltaik, Stand und offene Fragen, Seite 37, https://www.tfz.bayern.de/main/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz_bericht_73_agri-pv.pdf (zuletzt aufgerufen am 05.04.2024).

I. Betriebswirtschaftliche Analyse

Diese Kostenpunkte können auch in größere Kostenblöcke unterteilt werden:⁴¹⁹

1. Planung und Genehmigung
2. Vorbereitung der Fläche
3. Anlagenkomponenten
4. Installation und elektrische Anbindung
5. Monitoring und Messtechnik
6. Netzanschluss
7. Sonstiges (zusätzlicher Verwaltungsaufwand)

Einige Punkte werden nachfolgend nochmals aufgegriffen und näher erläutert.

1. Planung und Genehmigung

In diesem Kostenblock sind Kosten für die Standortsuche, die Planung der Anlagen, die Erstellung des Genehmigungsantrages, die Kosten für Planungsbüros, Boden- und Umweltgutachten, Anwaltskosten und Kosten für die Erstellung der Bebauungspläne enthalten.⁴²⁰

2. Vorbereitung der Fläche

Unter den Kostenpunkt „Vorbereitung der Flächen“ fallen die Zuwegung und Einfriedung der Flächen, ggf. die Beseitigung der vorherigen Bebauung oder die Wiederherstellung des Bodens bei Konversionsflächen von ehemaligen Deponien.⁴²¹

⁴¹⁹ Agri-Photovoltaik, Stand und offene Fragen, Seite 38, https://www.tfz.bayern.de/main/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz_bericht_73_agri-pv.pdf (zuletzt aufgerufen am 05.04.2024).

⁴²⁰ Agri-Photovoltaik, Stand und offene Fragen, Seite 39, https://www.tfz.bayern.de/main/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz_bericht_73_agri-pv.pdf (zuletzt aufgerufen am 05.04.2024).

⁴²¹ Agri-Photovoltaik, Stand und offene Fragen, Seite 39, https://www.tfz.bayern.de/main/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz_bericht_73_agri-pv.pdf (zuletzt aufgerufen am 05.04.2024).

3. Anlagenkomponenten

Bei den Kosten für die Anlagenkomponenten sind vor allem die Module, die Wechselrichter und die Unterkonstruktion einzuplanen.⁴²²

4. Installation und elektrische Anbindung

Bei der Installation und elektrischen Anbindung der Maschinen sind die Kosten für die Rammungen und Bodenschutzmatten einzuplanen, sowie die Kabeltrassen, die 1 Meter unter der Erde zu verlegen sind, damit eine ggf. stattfindende landwirtschaftliche Bewirtschaftung die Kabel nicht beschädigen kann.

Ein ggf. zu installierendes Monitoring und Fernwartungssysteme sind daneben noch in die Kostenstruktur der FFPV-Anlagen einzustellen.⁴²³

5. Netzanschluss

Beim Netzanschluss ist zum einen die Anschaffung einer Trafostation einzuplanen und die Kosten für die Verstärkung des Netzes. Sofern das Netz auszubauen ist und dieser Ausbau nicht unwirtschaftlich ist nach § 12 Abs. 4 EEG 2023, hat der Netzbetreiber diese Kosten zu tragen gem. § 8 Abs. 4 EEG 2023.⁴²⁴

In der nachfolgenden Grafik hat das Fraunhofer ISE aus Freiburg die Kosten für verschiedene Photovoltaik-Systeme geschätzt.⁴²⁵

422 Agri-Photovoltaik, Stand und offene Fragen, Seite 39, https://www.tfz.bayern.de/ma/m/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz_bericht_73_agri-pv.pdf (zuletzt aufgerufen am 05.04.2024).

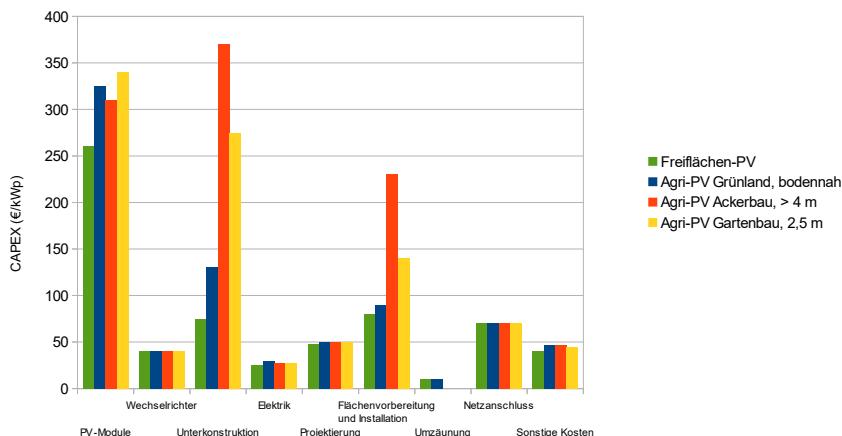
423 Agri-Photovoltaik, Stand und offene Fragen, Seite 39, https://www.tfz.bayern.de/ma/m/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz_bericht_73_agri-pv.pdf (zuletzt aufgerufen am 05.04.2024).

424 Agri-Photovoltaik, Stand und offene Fragen, Seite 40, https://www.tfz.bayern.de/ma/m/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz_bericht_73_agri-pv.pdf (zuletzt aufgerufen am 05.04.2024).

425 Agri-PV Leitfaden Chance für Landwirtschaft und Energiewende, 2. Ausgabe, April 2022, Fraunhofer ISE, S. 33, abzurufen unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/APV-Leitfaden.pdf> (zuletzt abgerufen am 05.04.2024).

I. Betriebswirtschaftliche Analyse

Geschätzte Investitionsausgaben (CAPEX) für PV-Anlagen vom Fraunhofer ISE



Unterschieden wird in dieser Grafik nach vier unterschiedlichen Anlagentypen Freiflächenphotovoltaikanlage (dunkel blau), einer Agri-PV Anlage mit bodennaher Errichtung im Grünland (hellgrün) einer Agri-PV-Anlage im Ackerbau mit einer Aufständerung von über 4 Metern Höhe (dunkel rot) und einer Agri-PV-Anlage im Gartenbau mit einer Aufständerung von 2,5 Metern (beige).⁴²⁶

In der Grafik zeigt sich deutlich, dass in fast allen Kostenpunkten, die Investitionskosten für Agri-PV-Anlagen teurer sind als für Freiflächenphotovoltaikanlagen.

IV. Vertragliche Komponenten

Kreditinstitute unterscheiden bei der Finanzierung von Photovoltaikanlagen meist in drei Finanzierungsmodelle. Zum einen die Finanzierung von Anlagen ohne Inanspruchnahme der Marktprämie des EEG in Form der sogenannten sonstigen Direktvermarktung in Verbindung mit ausgestellten Herkunftsachweisen (1), der Dachanlage (2) und der Freiflächenphotovoltaikanlage (3).

426 Agri-PV Leitfaden Chance für Landwirtschaft und Energiewende, 2. Ausgabe, April 2022, Fraunhofer ISE, S. 33, abzurufen unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/APV-Leitfaden.pdf> (zuletzt abgerufen am 05.04.2024).

taikanlage (3), die beide eine EEG Vergütung nach den Ausschreibungen der BNetzA erhalten.

Bei der ersten Variante ohne EEG Vergütung werden Stromlieferverträge geschlossen zwischen dem Stromlieferanten, der die Anlage errichtet und betreibt und dem Käufer des Stroms, der mit dem Erwerb des Strom entweder Herkunftsachweise für Strom aus Erneuerbaren Energien erhält oder an einem sonstigen geldwerten Vorteil aus dem grün erzeugten Strom interessiert ist. Im ersten Fall müssen die Parteien beim Herkunftsachweisregister ein Herkunftsachweiskonto eröffnen und führen.

Die Preise für den Strom können dabei entweder zu einem fest kalkulierten Betrag verkauft oder den Preisen an der Strombörsen nachempfunden werden.⁴²⁷

Für die ausgewählten Konstellationen sind vor allem im Bereich der Freiflächenphotovoltaik ohne Förderung nach dem EEG bereits Musterverträge online verfügbar (Stromlieferverträge, auch Power Purchase Agreement genannt, kurz „PPA“).⁴²⁸

1. Zukünftige Entwicklungen

Vor dem Ukraine Krieg sind die Kosten für PV-Systeme stetig gesunken. Diese Reduzierung der Kosten beruht auf einer Seite auf den technischen Innovationen und auf der anderen Seite auf Skaleneffekten. Hinsichtlich der Systemkosten machen vor allem die Preise für die Solarmodule und den Wechselrichter neben den sonstigen Kosten einen Großteil der Investitionen aus. Jedes dieser drei Elemente hat eine unterschiedliche Preisentwicklung.

Beim Systempreis werden für die Errichtung des Systems anfallende Kosten summiert, das beinhaltet vor allem Kosten für die Zuwiegung, die Bodenbearbeitung, Einzäunungen und den Netzanschluss (Balance of System = BOS).

Vor der Pandemie und dem Ukrainekrieg sanken die Preise für die Module im Zusammenhang mit der kumulierten Gesamtmenge der ausgelieferten Module. Diese Entwicklung wurde aufgrund der Kosten- und Zinssteigerungen gebremst.

427 Z.B. Strompreis am day ahead Markt EPEX Spot.

428 https://www.umweltbank.de/_Resources/Persistent/a/2/2/5/a225ecaa3eb103c594442eb3d29d5941f99ab4b6/i008-Muster-Stromliefervertrag-UmweltBank.pdf (zuletzt aufgerufen am 05.04.2024).

Aufgrund der aktuellen Kosten- und Zinssteigerungen war auf Seiten des BMWK im Gespräch die Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen des ersten Segments des EEG, also für Freiflächenphotovoltaikanlagen anzuheben. Hinsichtlich der wirtschaftlichen Einschätzung wurde das ZSW⁴²⁹ mit einer Systemanalyse beauftragt, um die Sinnhaftigkeit einer solchen Anhebung zu beurteilen. Auslöser dieser Begutachtung sind sowohl die aktuellen Kostensteigerungen, als auch die nicht ausgeschöpften Ausschreibungsvolumina von Freiflächenphotovoltaikanlagen des ersten Segments im Rahmen des EEG.⁴³⁰

Das ZSW hat daraufhin eine Kostenanalyse für die Inbetriebnahme einer FFPV-Anlage im Jahr 2021 mit den Kosten für eine FFPV-Anlage mit der Inbetriebnahme für das Jahr 2024, mit Zuschlag aus dem Jahr 2023 verglichen. Nachfolgend sind die Ergebnisse dieses Vergleichs in einer Tabelle zusammengefasst:⁴³¹

	Bisher (IBN 2021)	Aktuell (IBN 2024)	Änderung	Anmerkung
Spezifische Investitionskosten in EURO/kW	650	800 - 850	+ 23 % Bis + 31 %	Bandbreite
Kalkulatorischer Zins	4,1 %	5,2 %	+ 27 %	Gewichteter Wert aus Fremd- und Eigenkapital (WACC)
Insgesamt: Stromgestehungskosten in ct/kWh	6,8	8,9 – 9,3	+ 31 % Bis + 37 %	Beinhaltet um Faktor 4 höhere Direktvermarktungskosten
Höchstwert in Ct/kWh	7,5	Max. 5,9		Höchstwert d. Ausschreibungen 2020 für IBN 2021 angesetzt

429 Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung in Ulm.

430 ZSW, Kurzpapier vom 30.II.2022, Aktuelle Kostensituation von Photovoltaikanlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen), im Auftrag des BMWK, S. 1.

431 ZSW, Kurzpapier vom 30.II.2022, Aktuelle Kostensituation von Photovoltaikanlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen), im Auftrag des BMWK, S. 1, 2.

Als eindeutige Ergebnisse hat das ZFS festgehalten, dass FFPV Anlagen, die 2024 in Betrieb gehen, um mehr als 30 % höhere Stromgestehungskosten zu erwarten haben. Außerdem wurde ermittelt, dass die Stromgestehungskosten zum Großteil auf die höheren Investitionskosten zurückzuführen sind.⁴³²

2. Ergebnisse der Kurzstudie

Als Ergebnisse aus der Kurzstudie wurde herausgearbeitet, dass die Stromgestehungskosten für das Jahr 2024 deutlich über den geltenden Höchstwerten für die Ausschreibungen des EEG 2023 liegen, damit sind anders als in den vorherigen Jahren, die Investitionskosten für Freiflächenphotovoltaikanlagen gestiegen.

Zum Vergleichszeitpunkt im Jahr 2021 waren die Höchstwerte der Ausschreibungen noch höher als die angenommenen Stromgestehungskosten. Dennoch lagen die für 2021 ermittelten Zuschlagswerte der Ausschreibungen teilweise deutlich unter den Höchstwerten der Stromgestehungskosten. Dieses Ergebnis legt nahe, dass die Projektierer anderweitige Gewinne einkalkuliert haben, und bis Ende 2021 die Ausschreibungsrunden stärker vom Wettbewerb dominiert worden sind. Außerhalb der Ausschreibungszusagen wurden voraussichtlich zusätzliche Gewinne aus PPA-Erlösen oder langfristige Erlösgewinne über die bezuschlagten 20 Jahre der Ausschreibungen bei der Abgabe der Angebote einkalkuliert. Zur zweiten Hälfte des Jahres 2021 sind die Börsenpreise und die Anlagenpreise stark angestiegen. Diese Entwicklungen lassen sich jedoch schwerlich vorhersagen und in den anzulegenden Werten abbilden.

Durch die derzeitigen aktuellen Höchstwerte in den Ausschreibungen werden die Bieter und die finanziierenden Banken gezwungen, anderweitige Erlöse durch die Anlagen des ersten Segments zu generieren. Das kann zu einem Ausschluss von BieterInnen führen, die anhand der aktuellen Stromgestehungskosten die Anlagenerrichtung und die Einspeiseerlöse kalkulieren. Das führt zu einem sinkenden Angebot im Rahmen der Ausschreibungen.

Sofern die Gebote im Rahmen der Ausschreibungen und die erteilten Zusagen das Ausschreibungsvolumen ausfüllen und nur vereinzelt Angebo-

⁴³² ZSW, Kurzpapier vom 30.11.2022, Aktuelle Kostensituation von Photovoltaikanlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen), im Auftrag des BMWK, S. 2.

te oberhalb der Höchstgrenze liegen, findet kein erheblicher Markteintritt statt.⁴³³

Dieses Phänomen ist jedoch bei den letzten Ausschreibungen nicht zu beobachten. Die Ausschreibungen aus dem Jahr 2022 und die Ausschreibungsvolumina wurden unterzeichnet. Das bedeutet, dass die Ausschreibungsvolumina für das erste Segment nicht ausgeschöpft und die Ausbauziele des EEG 2023 nicht erreicht worden sind.⁴³⁴

Bei Unterzeichnung der Angebotsvolumina orientieren sich die Bieter an dem Höchstwert für die Ausschreibungen. Dadurch ist nicht mehr eindeutig ableitbar, ob der Höchstwert zum knappen Angebot beiträgt oder andere Gründe für die Unterzeichnung vorliegen. Dazu kommen die Flächenverfügbarkeiten, langwierige Genehmigungsverfahren, der Fachkräfte- mangel oder die Versorgungsknappheiten bei der Beschaffung von Modulen und Transformatoren.⁴³⁵

Sofern der Höchstwert an die angenommenen Stromgestehungskosten angepasst wird, werden mehr Angebote zugelassen, die vormals über dem Höchstwert lagen. Ob, diese Angebote jedoch zukünftig ausreichen werden, um die Ausschreibungsvolumina des EEG 2023 auszufüllen, ist jedoch nicht abschätzbar. Damit kann nicht gewährleistet werden, dass zukünftig ein Wettbewerb durch die Ausschreibungen erzeugt wird, sondern es kann davon ausgegangen werden, dass sich die Ausschreibungen am neuen zukünftigen Höchstwert orientieren.

Finanzierende Kreditinstitute können bei der Erlöskalkulation nur bis zur Höhe des anzulegenden Wertes kalkulieren. Eine Erhöhung des anzulegenden Wertes und höhere Höchstwerte könnten damit die Finanzierungssicherheit erhöhen. Es kommt jedoch nur dann zu höheren Erlösen aus Projektierersicht, wenn „die Marktwerte niedriger sind als der anzulegende Wert. Dies ist derzeit aber nicht der Fall“⁴³⁶

Aufgrund der derzeit fehlenden Stabilität an der Energiebörsen und der starken Verteuerung bei den Investitionskosten, sollte kurz und mittelfristig die EEG Vergütung daher bestehen bleiben.

433 ZSW, Kurzpapier vom 30.II.2022, Aktuelle Kostensituation von Photovoltaikanlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen), im Auftrag des BMWK, S. 2.

434 ZSW, Kurzpapier vom 30.II.2022, Aktuelle Kostensituation von Photovoltaikanlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen), im Auftrag des BMWK, S. 2.

435 ZSW, Kurzpapier vom 30.II.2022, Aktuelle Kostensituation von Photovoltaikanlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen), im Auftrag des BMWK, S. 2.

436 ZSW, Kurzpapier vom 30.II.2022, Aktuelle Kostensituation von Photovoltaikanlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen), im Auftrag des BMWK, S. 2.

V. Agri-Photovoltaik

Die Agri-Photovoltaik hat derzeit ungefähr eine weltweite installierte Leistung von 14 GW_p, wobei ein technisches Potenzial von circa 1700 GW_p in Deutschland vorhanden ist. Die Vorteile der Agri-PV liegen vor allem im großen Flächenpotenzial, der günstigeren Realisierung von FFPV-Anlagen im Vergleich zu PV-Dachanlagen und dem Zusatznutzen in Form von Synergieeffekten für die Landwirtschaft wie dem Schutz vor Hagel, Dürre, Hitze und Starkregen.⁴³⁷

Neben den genannten Vorteilen bestehen insbesondere folgende Herausforderungen bei der flächendeckenden Implementierung von Agri-PV Anlagen. Vor allem die zuverlässige Prognose von landwirtschaftlichen Erträgen, die Optimierung des Anlagendesigns für die landwirtschaftliche Bewirtschaftung und die Sicherung der landwirtschaftlichen Hauptnutzung bei Agri-PV Anlagen vor allem in Bezug auf Kombinationsmöglichkeiten mit Tierhaltung sind nicht abschließend geklärt.⁴³⁸

1. Investitionskosten

Bei der Agri-PV machen auch die Investitionskosten für die Module und den Wechselrichter den größten Anteil der Investitionskosten aus. Im Unterschied zu den Freiflächenphotovoltaikanlagen ist bei den hochaufgeständerten Agri-PV-Anlagen auch die Unterkonstruktion ein erhöhter Kostenfaktor, der vor allem durch die gestiegenen Stahlpreise der letzten Jahre abgebildet wird. Diese erhöhte Unterkonstruktion ist notwendig, um die Lichtverfügbarkeit und Lichthomogenität auf den landwirtschaftlich genutzten Flächen zu erhöhen, den Einsatz von großen landwirtschaftlichen Maschinen zu ermöglichen und die Vorgaben der Arbeitssicherheit zu erfüllen. Daneben ist eine höhere Komplexität bei der Standortvorbereitung, der Verankerung der Unterkonstruktion und der Systeminstallation zu berücksichtigen.⁴³⁹

⁴³⁷ Agri-Photovoltaik – Fraunhofer ISE (zuletzt aufgerufen am 05.04.2024).

⁴³⁸ Agri-Photovoltaik – Fraunhofer ISE (zuletzt aufgerufen am 05.04.2024).

⁴³⁹ Max Trommsdorff, Ipsa Sweta Dhal, Özal Emre Özdemir, Daniel Ketzer, Nora Weinberger, Christine Rösch, Chapter 5 – Agrivoltaics: solar power generation and food production, Editor(s): Shiva Gorjian, Pietro Elia Campana, Solar Energy Advancements in Agriculture and Food Production Systems, S. 159–210.

I. Betriebswirtschaftliche Analyse

Aufgrund der zusätzlich notwendigen Unterkonstruktion, die für die Vergrößerung des vertikalen Abstands notwendig ist, steigen auch die Investitionskosten der PV-Komponenten der Agri-PV Anlagen gegenüber einer FFPV Anlage (CAPEX).⁴⁴⁰

Die anderen Betriebskosten (OPEX) nehmen eher einen untergeordneten Kostenfaktor ein, obwohl auch andere Kosten wie die Reinigung der Module bei Agri-PV Anlagen hinzutreten können, da die Flächen landwirtschaftlich bewirtschaftet werden und Düngemittel und Pflanzenschutzmittel Spuren auf den Modulen hinterlassen können, die zum einen zu einer geringeren Produktivität der Module führen können und zu einer schnellen Korrosion von wichtigen Bauteilen oder der Moduloberfläche.⁴⁴¹

Außerdem ist bei den Agri-PV Systemen auch das landwirtschaftliche Management in die Kostenstruktur aufzunehmen. Hier können sich zusätzliche Kosten des landwirtschaftlichen Managements ergeben, wenn erstens große landwirtschaftliche Maschinen in Agri-PV Anlagen nicht mehr eingesetzt werden können, weil die Unterkonstruktion zu niedrig ist oder die Abstände der Modulreihen zu dicht sind und größere Maschinen die Reihen nicht mehr befahren können. Dies erhöht die Arbeitszeit und damit die Kosten.

Daneben müssen die landwirtschaftlichen Maschinen auch vorsichtiger durch die Reihen fahren, um Steinschläge oder Kollisionen mit Modulen oder der Unterkonstruktion zu vermeiden.⁴⁴² Ggf. sind sogar GPS gestützte Fahrassistenten für die landwirtschaftlichen Maschinen notwendig, die Schäden durch menschliches Versagen reduzieren.

Bisher noch nicht abschätzbar ist die Frage, ob die Landpachten bei Flächen, die für die Errichtung von Agri-PV Anlagen geeignet sind, ansteigen werden. Bei der vergleichenden Situation von Freiflächenphotovoltaikanlagen hat sich gezeigt, dass die Installation und der Betrieb von FFPV-Anlagen zu einer Kostensteigerung bei landwirtschaftlich verpachteten Flächen

⁴⁴⁰ Max Trommsdorff, Ipsa Sweta Dhal, Özal Emre Özdemir, Daniel Ketzer, Nora Weinberger, Christine Rösch, Chapter 5 – Agrivoltaics: solar power generation and food production, Editor(s): Shiva Gorjani, Pietro Elia Campana, Solar Energy Advancements in Agriculture and Food Production Systems, S. 159–210.

⁴⁴¹ Das kann zu einer milchigen Oberfläche führen, die weniger lichtdurchlässig ist, sodass der Wirkungsgrad der Module abnimmt.

⁴⁴² Max Trommsdorff, Ipsa Sweta Dhal, Özal Emre Özdemir, Daniel Ketzer, Nora Weinberger, Christine Rösch, Chapter 5 – Agrivoltaics: solar power generation and food production, Editor(s): Shiva Gorjani, Pietro Elia Campana, Solar Energy Advancements in Agriculture and Food Production Systems, S. 159–210.

führt. Derzeit können zwischen 2500 € bis 4500 € pro Hektar im Jahr plus eine prozentuale Beteiligung am Stromerlös (die zwischen 6,5 – 8 % des Netto-Einspeiseerlöses aus dem Betrieb der Anlage auf der verpachteten Fläche) für die Verpachtung von Flächen für FFPV-Anlagen erwirtschaftet werden.⁴⁴³

Ob diese Entwicklung eins zu eins auf Agri-PV Anlagen zu übertragen ist, ist nicht abschließend geklärt. Hierzu gibt es in der Literatur Annahmen, dass die Landpachten eher niedriger sein werden als bei FFPV-Anlagen.⁴⁴⁴ Auf der anderen Seite liegt es auch nahe, dass durch die zusätzliche Einnahmequelle und die Einkommensdiversifizierung, die Landpachten gegenüber ausschließlich landwirtschaftlich genutzten Flächen steigen, was wiederum einen Einfluss auf den gesamten Flächenmarkt haben könnte.

2. Andere finanzielle Aspekte

Im Gegensatz zu FFPV-Anlagen ist jedoch bei der Agri-PV meist keine Umzäunung notwendig, da die Module so hoch installiert werden, dass die Versicherungen keine zusätzliche Anlagensicherung oder Umzäunung verlangen. Dieser Kostenpunkt fällt damit bei Agri-PV folglich meist nicht an.⁴⁴⁵

Außerdem positiv in die Kostenkalkulation einzustellen, sind die erwirtschafteten Einnahmen aus den landwirtschaftlich bewirtschafteten Flächen. Auf Seite der Flächeneigentümer können daneben Einnahmen aus den gepachteten Flächen erwirtschaftet werden.⁴⁴⁶

Insgesamt lässt sich jedoch gegenüber FFPV-Anlagen festhalten, dass die Investitionskosten und Betriebskosten bei Agri-PV-Anlagen höher sind.

⁴⁴³ <https://www.topagrар.com/heftplus/pachtverträge-für-freiflächenphotovoltaik-darauf-achten-13212168.html> (zuletzt aufgerufen am 05.04.2024).

⁴⁴⁴ Max Trommsdorff, Ilsa Sweta Dhal, Özal Emre Özdemir, Daniel Ketzer, Nora Weinberger, Christine Rösch, Chapter 5 – Agrivoltaics: solar power generation and food production, Editor(s): Shiva Gorjian, Pietro Elia Campana, Solar Energy Advancements in Agriculture and Food Production Systems, S. 159–210.

⁴⁴⁵ Max Trommsdorff, Ilsa Sweta Dhal, Özal Emre Özdemir, Daniel Ketzer, Nora Weinberger, Christine Rösch, Chapter 5 – Agrivoltaics: solar power generation and food production, Editor(s): Shiva Gorjian, Pietro Elia Campana, Solar Energy Advancements in Agriculture and Food Production Systems, S. 159–210.

⁴⁴⁶ Max Trommsdorff, Ilsa Sweta Dhal, Özal Emre Özdemir, Daniel Ketzer, Nora Weinberger, Christine Rösch, Chapter 5 – Agrivoltaics: solar power generation and food production, Editor(s): Shiva Gorjian, Pietro Elia Campana, Solar Energy Advancements in Agriculture and Food Production Systems, S. 159–210.

VI. Zwischenfazit

Trotz der anhaltend hohen Stromkosten seit des Ukrainekrieges ist die Abschaffung der EEG Vergütung für Erneuerbare Energien Anlagen derzeit nicht sinnvoll. Die prognostizierten Stromgestehungskosten für Freiflächenanlagen des ersten Segments steigen voraussichtlich im nächsten Jahr aufgrund der anhaltenden Inflation und den gestiegenen Investitionskosten um 30 %.

Die Anreize für die schnelle Transformation der Energieversorgung sind jedoch hoch zu halten, um die Treibhausgasminderungsziele schnellstmöglich zu erreichen.

Aufgrund des volatilen Strompreises ist eine Vergütungssicherheit im Rahmen des EEG damit derzeit zu erhalten, um den Projektierern und Investoren Planungssicherheit zu geben und die Kosten für die Finanzierung der Anlagen nicht unnötig in die Höhe zu treiben.