

Informationspapier

Auswirkungen von Strafzöllen auf die Solarbranche

November
2023



Inhalt

Executive Summary: Auswirkungen von Strafzöllen auf die Solarbranche	3
Einleitung	5
Die Wirkung von Zöllen für die Solarwirtschaft	6
Die Module werden deutlich teurer	6
Die höheren Modulpreise bremsen den Ausbau	6
Der gebremste Ausbau führt zum Verlust von Arbeitsplätzen	8
Die Kapitalgeber werden durch Zölle verunsichert.	10
Die heimische Produktion von Wasserstoff wird schwierig	10
Handelspolitische Gegenmaßnahmen	10
Indien und USA haben bereits Probleme durch Zölle.	11
Differenzierte Betrachtung der Wirkung von Zöllen im EEG-Bereich	12
Differenzierte Betrachtung der Wirkung von Zöllen im PPA-Bereich	14

Executive Summary: Auswirkungen von Strafzöllen auf die Solarbranche

Dieses Papier beleuchtet die negativen Auswirkungen von tarifären Handelsbeschränkungen auf die europäische Solarwirtschaft und die Energiewende insgesamt. Mindestpreise und Strafzölle auf Solarkomponenten aus Drittstaaten würden eine Kaskade von Beeinträchtigungen auslösen. Im Ergebnis würden die europäischen und deutschen Solarausbauziele verfehlt. Zudem würde die eigene Industrie, die man mit Zöllen stärken und schützen möchte, geschwächt. Im Kern ist folgendes zu befürchten:

Teurere Module: Mindestpreise und Strafzölle führen dazu, dass die importierten Komponenten für die Käufer teurer werden. Ein Zollsatz von 25 % führt dazu, dass die Module um 3,75 ct/Wp bzw. 37,5 €/kWp teurer würden. Ein Zollsatz von 50 % führt dazu, dass die Module um 7,50 ct/Wp bzw. 75 €/kWp teurer würden.

Verfehlung der Ausbauziele: Bezogen auf das heutige Niveau des PV-Ausbaus in Deutschland von geschätzt bis zu 14 GW bis Ende des Jahres¹, das in den nächsten Jahren weiter ansteigen wird, würden Zubaukapazitäten von mindestens anfänglich 10 GW pro Jahr verloren gehen. Damit wäre der von der Bundesregierung angestrebte und im EEG festgelegte jährliche Zubau von 22 GW an Solarkapazität nicht mehr erreichbar. Zölle würden dazu führen, dass das Angebot an Solarkomponenten sinkt und/oder die Materialkosten steigen. Das würde vor allem große PV-Anlagen (Freifläche, große Dachanlagen) treffen, ein Zoll von 25 % könnte ein Drittel der Projekte verhindern. Aber auch das Kleinanlagen-Segment würde leiden, ein Zoll von 50 % könnte in diesem Bereich jede vierte (25 %) Heim-PV-Installation verhindern.

Verlust hochwertiger Arbeitsplätze: Protektionistische Maßnahmen, die Arbeitsplätze bei den europäischen Herstellern (Upstream) sichern und erhöhen sollen, könnten bei den nachgelagerten Installations- und Dienstleistungsunternehmen (Downstream) zu Arbeitsplatzverlusten führen. Das liegt daran, dass es auf mittlere Sicht in Europa nicht genügend Fertigungskapazitäten gibt. Projektentwickler und Installationsbetriebe könnten dann keine Aufträge mehr zu Ende führen oder neue Aufträge annehmen. Entlassungen und der Verlust von Fachkräften – die zu einem späteren Zeitpunkt wieder gebraucht werden könnten – wären die Folge.

Steigende Stromkosten: Große PV-Anlagen sind ein wichtiger Faktor für kostengünstigen Strom in Deutschland und Europa. Erhöhte Modulpreise aufgrund von Zöllen würden sich besonders negativ auf Großanlagen im Dach- und Freiflächenbereich auswirken. Etwa ein Drittel der Kosten für diese Anlagen entfällt auf die Module. Entsprechend würde eine Kostensteigerung bei Modulen direkt preistreibend auf die Stromgestehungskosten wirken.

Stockende Dekarbonisierung: Steigende Stromgestehungskosten im PV-Bereich könnten Unternehmen dazu veranlassen, wieder auf fossile Energiequellen umzusteigen oder ihren Ausstieg zu verzögern und weniger in PV-Anlagen zu investieren, was Deutschland und Europa im internationalen Standortwettbewerb weniger attraktiv machen würde.

Erhöhte Belastung des EEG-Kontos: Es ist unwahrscheinlich, dass PV-Anlagen im PPA-Segment die Kosten einfach an die Kunden weitergeben können. In der Konsequenz würde das ungefördernde PPA-

¹ [20.12.2023](https://www.pv-magazine.de/2023/12/20/photovoltaik-zubau-im-november-bei-118-gigawatt-gesamtjahr-steuert-auf-14-gigawatt-zu/) | <https://www.pv-magazine.de/2023/12/20/photovoltaik-zubau-im-november-bei-118-gigawatt-gesamtjahr-steuert-auf-14-gigawatt-zu/>

Segment zusammenbrechen oder entsprechende Anlagen über EEG-Ausschreibungen abgesichert. Der Wechsel der Finanzierungsform – von PPA zu EEG – würde das EEG-Konto belasten. In der aktuell angespannten Haushalts- und EEG-Finanzierungslage sollten solche Bewegungen unbedingt vermieden werden.

Wegfall einer kommunalen Einnahmequelle: Im § 6 EEG ist festgeschrieben, wie die Kommunen finanziell an Solarparks beteiligt werden können. Zölle könnten dazu führen, dass diese Solarparks nicht mehr gebaut, erweitert und ertüchtigt (re-powered) werden. In der Folge würden auch die Kommunen nicht (mehr) von der finanziellen Beteiligung profitieren.

Rückzug von Banken und Kapitalgebern: Die Finanzierung von Solarenergieprojekten ist kapitalintensiv. Drohende Handelsbeschränkungen würden bei Banken und Kapitalgebern zu Verunsicherung führen. Diese Unsicherheit führt zu höheren Risikobewertungen und Eigenkapitalanforderungen, was die Finanzierung von Projekten erschwert, und Investoren abschrecken kann.

Weniger Bürgerenergie und Kleinanlagen: Steigende Investitionskosten könnten dazu führen, dass weniger starke Akteure wie Kleininvestoren oder Energiegenossenschaften im Solarmarkt unter Druck geraten. Dies würde die Vielfalt der Teilnehmer an Ausschreibungen erheblich reduzieren und den angestrebten Wettbewerb um die besten Preise beeinträchtigen. Ein Widerspruch zu den Prinzipien der Energiewende und des EEG, die eine große Akteursvielfalt unterstützen. Gerade deshalb würde die Akzeptanz der Energiewende Schaden nehmen.

Beeinträchtigung der Wasserstoff-Strategie: Die im EEG angelegten Ausschreibungen für Wasserstoff drohen zu scheitern, wenn Solarstrom durch Zölle zu teuer wird, da aus heutiger Perspektive anzunehmen ist, dass diese Anlagen hauptsächlich mithilfe von Photovoltaikanlagen realisiert würden.

Gegenmaßnahmen der Handelspartner: Potenzielle Handelsbeschränkungen zielten insbesondere auf chinesische Importe ab. Es ist damit zu rechnen, dass China seinerseits handelspolitische Maßnahmen ergreifen würde. Das ist keine gute Aussicht angesichts der ohnehin angespannten europäisch-chinesischen Beziehungen.

Einleitung

Seit einiger Zeit diskutieren Politiker, Branchenvertreter, Journalisten und Analysten über handelspolitische Maßnahmen für importierte Solarkomponenten. Diese Maßnahmen, wahlmöglich Mindestpreise und Strafzölle, würden sich vor allem gegen China richten. Es gibt verschiedene und doch miteinander verbundene Erklärungen für die Entstehung dieser Diskussion.

Hohe Lagerbestände sind Ergebnis normaler Marktdynamik

Zum einen befinden (1) sich seit einigen Monaten viele günstige chinesische Module auf dem europäischen Markt. Das hat damit zu tun, dass die Lieferantenlager gut gefüllt sind. Wir sehen dafür zwei normale, marktrationale Gründe. In den Lagern befinden sich derzeit viele Module mit PERC-Zellen. State of the Art werden allerdings gerade Module mit TOPCon-Zellen, weil sie für eine effizientere Stromübertragung sorgen. Die PERC-Technologie ist ein Auslaufmodell. Hinzu kommt, dass die Zubauzahlen 2022/23 unter den Erwartungen aus dem Vorjahr geblieben sind. Überbestände alter Module gepaart mit jetzt effizienteren neuen Modulen führen zu normalen Abverkaufseffekten von „Auslaufartikeln“. Im „Fire Sale“ lautet die Devise „Cashflow before profit“. Zwischenzeitlich sind die chinesischen Exportmengen gesunken, im Juli und August 2023 um 32 % gegenüber den Vormonaten.

Die Geschichte lehrt, dass Zölle in eine lose-lose-Situation führen

Eine andere Begründung (2) warum über Zölle gesprochen wird, ist die wirtschaftlich schwierige Situation von europäischen Solarkomponenten- und Modulherstellern. Einige Diskussionsteilnehmende sind der Ansicht, dass Zölle auf Importmodule die europäischen Hersteller stärken und schützen würden. Tatsächlich besteht bei solchen Schutzzöllen das Risiko, dass sie das Gegenteil von dem bewirken, was sie erreichen sollen. Die 2013 verhängten Strafzölle haben es nicht vermocht, die deutsche Solarindustrie effektiv zu schützen. Tatsächlich meldeten während der Phase oder danach zahlreiche Unternehmen aus dem produzierenden Bereich Insolvenz an, allen voran das Unternehmen SolarWorld. Für Solarglas wurden damals ebenfalls Zölle eingeführt. Dies hat aber keineswegs dazu geführt, dass eine florierende deutsche Solarglasindustrie entstanden ist. Im Gegenteil. Es gibt nur noch wenige Hersteller, die teures Solarglas produzieren, darunter die GMB-Glasmanufaktur Brandenburg.

Wir sind überzeugt, dass protektionistische Maßnahmen wie Schutzzölle auch heute kein geeignetes Instrument sind, um die deutschen und europäischen Hersteller vor der Insolvenz zu bewahren. Die geeigneten Instrumente hierfür sind gezielte Fördermaßnahmen, die im Rahmen (reformierter) europäischer Beihilferegulungen und spezifischer Resilienz-Ausschreibungen möglich sind.

Zölle sind ein scharfes Schwert der Handelspolitik und ein probates Mittel, um Handelskonflikte zu verschärfen. Die betroffenen Staaten könnten ihrerseits mit Handelsbeschränkungen reagieren. Dies schließt den Raum für konstruktiven Dialog und konstruktive Politik.

In diesem Papier geht es um die negativen Folgen von Zöllen für die europäische Solarwirtschaft und den Ausbau der Solarenergie. Welche Folgen Zölle genau haben und welche Problemkaskade genau dadurch ausgelöst wird, hängt davon ab, inwiefern die Preisaufschläge durch Zölle an die Verbraucher weitergegeben werden. Unterm Strich werden Zölle jedoch dazu führen, dass

- der Ausbau sich verlangsamt und hinter den Zielen zurückbleibt,
- hochwertige Arbeitsplätze in der Solarwirtschaft wegfallen,
- Haushalte und Steuerzahlende mehr belastet werden,
- die Solarwirtschaft in Deutschland und Europa geschwächt wird.

Die Wirkung von Zöllen für die Solarwirtschaft

Die Module werden deutlich teurer

Mindestpreise und Strafzölle führen dazu, dass die importierten Komponenten für die Käufer teurer werden. Ein Zollsatz von 25 % führt dazu, dass die Module um 3,75 ct/Wp bzw. 37,5 €/kWp teurer werden. Ein Zollsatz von 50 % Zoll führt dazu, dass die Module um 7,50 ct/Wp bzw. 75 €/kWp teurer werden.

Damit entstehen den Errichtern von PV-Anlagen Mehrkosten zwischen 37,5 und 75 Millionen Euro für jedes zusätzlich installierte Gigawatt (GW). In Deutschland sollen im Jahr 2024 gut 14 GW PV neu zugebaut werden. Mit Zöllen würde sich der angestrebte Zubau von 14 GW im Jahr 2024 zwischen 525 (Zollsatz 25 %) und 1.050 (Zollsatz 50 %) Millionen Euro verteuern. Dies würde sich über alle folgenden Jahre, in denen Einfuhrzölle gelten, fortsetzen. Die Kosten der einzelnen Jahre summieren sich auf und bestehen als Folgekosten jeweils 20 Jahre.

Nun könnte man argumentieren, dass diese (volkswirtschaftlichen) Mehrkosten ja dadurch kompensiert würden, dass bei der Stützung der heimischen Produktion auch die Steuereinnahmen durch mehr Wertschöpfung und Beschäftigung steigen. Darauf würden wir aber nicht vertrauen und die Zölle zwischen 2013 und 2018 haben nicht dazu geführt. Zudem könnte ein positiver Beschäftigungseffekt schnell verpuffen, wenn die ergriffenen Maßnahmen nicht langfristig die Stabilität und Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Solarindustrie garantieren.

Die höheren Modulpreise bremsen den Ausbau

Wir schätzen, dass der geplante Zubau im Freiflächensegment bei einem Zoll von 25 % auf den Einfuhrpreis um rund 30 % zurückgeht. Bei einem Zoll von 50 % auf den Einfuhrpreis rechnen wir mit einer Ausbauminderung von 60 %.

Die Modulkosten gehören zu den Investitionskosten von PV-Anlagen. Der Preis der PV-Module macht bei großen PV-Freiflächenanlagen einen höheren Anteil aus als bei Dachanlagen. Aber auch bei Dachanlagen schlagen höhere Modulpreise ins Kontor. Wir rechnen bei einem Zoll von 25 % auf den Einfuhrpreis mit einer Ausbaudämpfung von 12,5 % und bei einem Zoll von 50 % Zoll mit einer Ausbaudämpfung von 25 % bei Dachanlagen.

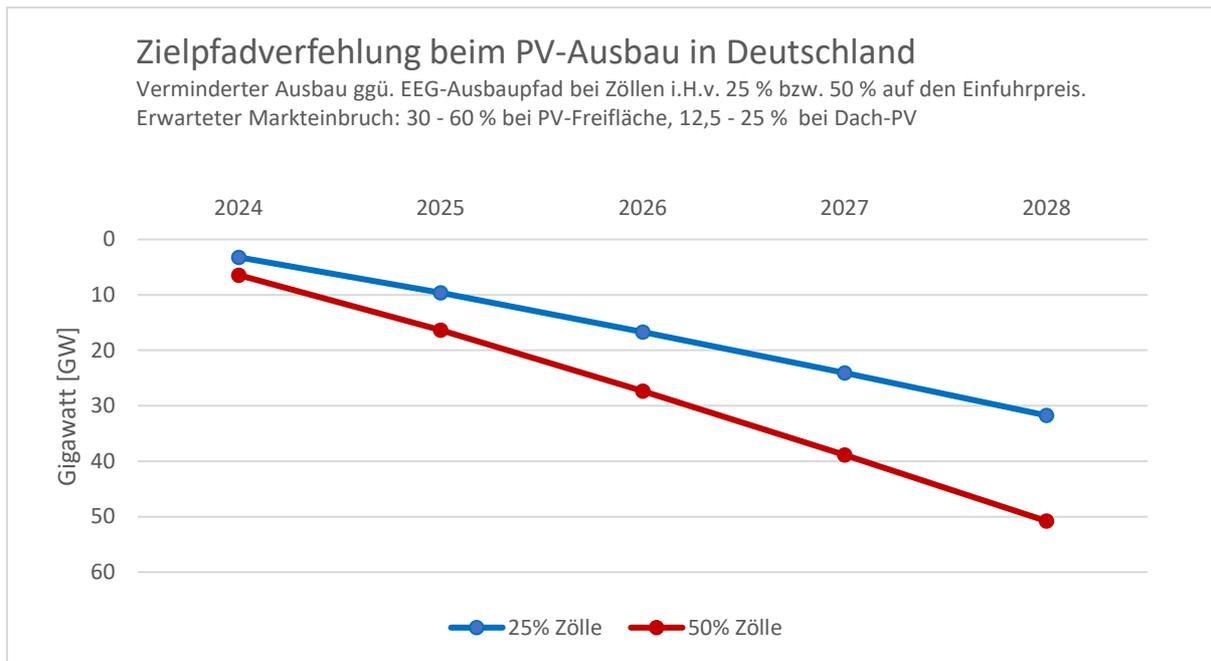


Abb. 1: Zielpfadverfehlung gegenüber EEG-Ausbaupfad durch verminderten PV-Ausbau bei Zöllen in Höhe von 25 % bzw. 50 %. Je nach Höhe der Zölle (oder wirkungsgleicher Maßnahmen) wird von einem Ausbaurückgang bei Freiflächenanlagen von 30 % bis 60 % und bei PV-Dachanlagen von 12,5 – 25 % (ermittelt durch Marktumfrage) ausgegangen, wodurch sich ein kumulierter Ausbaurückgang ergibt, der mit der EEG-Mittelfristprognose 2024-2028 verrechnet wird, die ebenfalls für die nächsten Jahre zwischen Dach- und Freiflächenanlagenausbau unterscheidet. Quelle: Eigene Berechnungen, Marktumfragen, EEG-Mittelfristprognose 2024-2028 ([Link](#))

Durch den hier geschätzten Ausbaueinbruch gehen allein in den nächsten 5 Jahren je nach Einfuhrzollhöhe ca. 30-50 GW installierte Leistung gegenüber dem EEG-Ausbaupfad verloren. Die Entwicklung von Anlagen mit aktuell bauart- oder konzeptbedingt höheren Kosten, wie z.B. Formen der Agri-PV, Biodiversitäts-PV, Moor-PV oder im Dachanlagenbereich und die Entwicklung von neuen Vermarktungs- oder Energy-Sharing-Konzepten würden erheblich verlangsamt werden, weil viele Unternehmen der gesamten PV-Branche risikoaverser werden (müssten) und in wirtschaftliche Bedrängnis geraten könnten. Aber auch Konzepte wie der Eigenverbrauch im gewerblichen und industriellen Bereich werden in vielen Fällen unattraktiv, bzw. Projekte werden für Investoren zu risikoreich.

Im Jahr 2013 rechnete man mit einem Rückgang der Installation um rund 25 %. Tatsächlich gingen die Installationen 2013-2018 zwischenzeitlich um bis zu 75 % zurück. Bezogen auf das heutige Niveau des PV-Ausbaus in Deutschland von geschätzt 14 GW bis Ende des Jahres², das in den nächsten Jahren weiter ansteigen wird, würden Zubaukapazitäten von mindestens anfänglich 10 GW pro Jahr verloren gehen. Damit wäre der von der Bundesregierung angestrebte jährliche Zubau von 22 GW an Solarkapazität nicht einzuhalten.

² [20.12.2023](https://www.pv-magazine.de/2023/12/20/photovoltaik-zubau-im-november-bei-118-gigawatt-gesamtjahr-steuert-auf-14-gigawatt-zu/) | <https://www.pv-magazine.de/2023/12/20/photovoltaik-zubau-im-november-bei-118-gigawatt-gesamtjahr-steuert-auf-14-gigawatt-zu/>

Der gebremste Ausbau führt zum Verlust von Arbeitsplätzen

Mindestpreise und Zölle auf Solarkomponenten machen die Anlagen teurer. So teuer, dass Anlagen gar nicht erst gebaut werden. Das führt zum Verlust von Arbeitsplätzen vor allem in der Downstream-Industrie.

Der Verband SolarPower Europe (SPE) zählt im Jahr 2022 rund 648.000 Solarjobs in der Europäischen Union, davon gut 100.000 in Deutschland. Der Bereich Dachanlagen ist dabei doppelt so personalintensiv wie der Bereich der Großanlagen.

Für 2023 wird konservativ ein Wachstum auf 805.000 und für 2027 auf 1,2 Mio. Solarjobs in der EU erwartet. Lediglich sieben Prozent dieser Solarjobs liegen in der Produktion. Der Großteil davon wiederum ist im Bereich der „Inverter“ tätig, also in Unternehmen wie der aktuell stark wachsenden SMA Solar AG. Das Wachstum der Jobs wird aus den Bereichen Entwicklung, Bau und Betrieb von PV-Anlagen getrieben, die Ende 2027 ca. 1 Mio. Jobs stellen werden.

In der unter anderem im European Solar Manufacturing Council (ESMC) organisierten Wertschöpfungskette Ingot, Wafer, Zelle, Modul gibt es derzeit „nur“ 8.188 Solarjobs. Unter der Voraussetzung, dass angekündigte Neu- und Erweiterungsinvestitionen in diesen Wertschöpfungsstufen realisiert werden, könnte die Zahl bis 2027 auf 50.000 Stellen wachsen. Allerdings sind von diesen seit Jahren angekündigten Neu- und Erweiterungsinvestitionen von insgesamt rund 35 GW (auf Ebene der Module) bislang weniger als 1 GW in der Umsetzung.³

Arbeitsplätze in der Photovoltaik-Branche in Europa

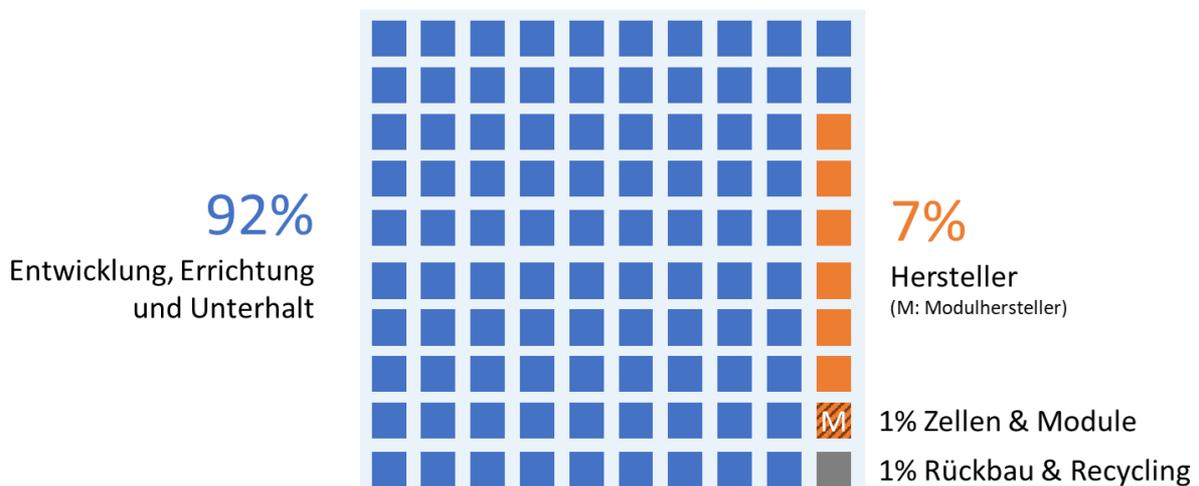


Abb. 2: Verteilung der Arbeitsplätze in der gesamten Photovoltaik-Branche in Europa, aufgeteilt in Entwicklung/Errichtung/Unterhalt von PV-Anlagen, Herstellung von Modulen und Wechselrichtern und Rückbau/Recycling. Quelle: <https://www.solarpowereurope.org/insights/thematic-reports/eu-solar-jobs-report-2023-1> Quelle: https://api.solarpowereurope.org/uploads/1823_SPE_Jobs_report_09_0953d35b2a.pdf

³ EU Kommission, Joint Research Center (10/2023) | Photovoltaics in the European Union, PV manufacturing capacity expansions until 2025, https://setis.ec.europa.eu/photovoltaics-european-union-0_en

Wenn die Beschäftigten aufgrund von Zöllen freigesetzt werden, könnten sie für die deutsche Solarbranche langfristig verloren sein. Mit Blick auf den angespannten Fachkräftemarkt in der gesamten Wirtschaft ist von einer Abwanderung von Arbeits- und Fachkräften in andere Branchen auszugehen. Einige Arbeitskräfte dürften sich nach der Ausbaudelle 2013-2018 und im Lichte der aktuellen wirtschaftspolitischen Unsicherheit (Stichworte z.B. Klima- und Transformationsfonds, Fortschreibung Green Deal) ohnehin Gedanken darüber machen, ob sie auf eine Karriere in der Solarwirtschaft setzen sollten.

Von 2011 bis 2014 gingen in Deutschland zwei von drei Arbeitsplätzen in der Solarindustrie verloren. Über 100.000 Menschen verloren in Deutschland ihren Job (siehe Abb. 2)⁴ und dies trotz der Tatsache, dass die deutschen Hersteller zum Zeitpunkt der Einführung der Importbeschränkungen einen signifikanten Anteil am Weltmarkt hatten. Heute sind manche Wertschöpfungsstufen der Modulherstellung gar nicht mehr vorhanden. Würden wieder Handelsbeschränkungen eingeführt, würden Arbeitsplätze größtenteils in den Bereichen Entwicklung, Errichtung und Betrieb verloren gehen, bzw. sie würden in diesen aktuell stark wachsenden Segmenten erst gar nicht entstehen.

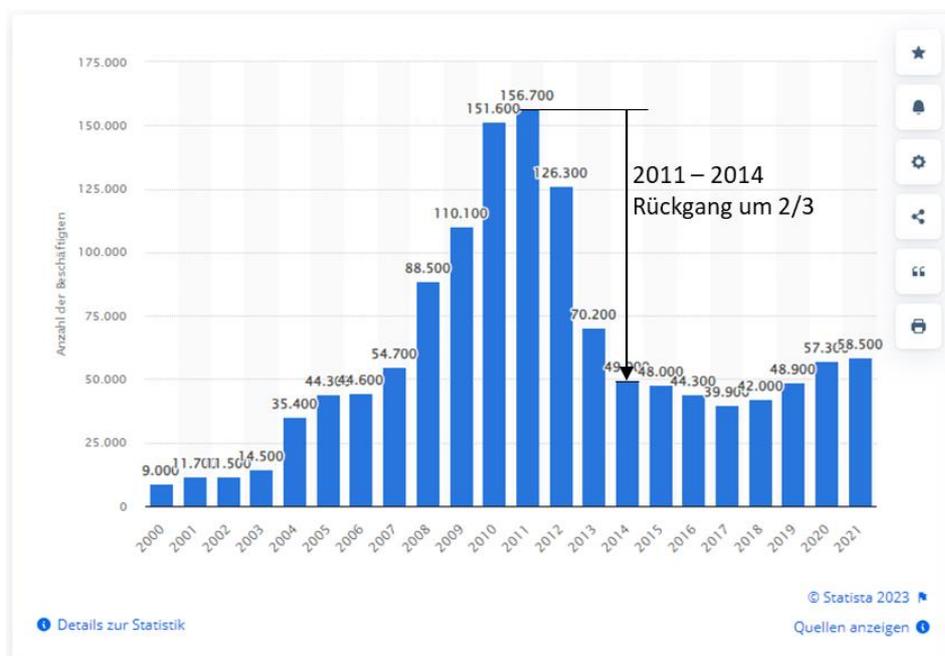


Abb. 3: Die Anzahl der Arbeitsplätze in der PV-Branche in Deutschland hat sich nach Einführung von Handelshemmnissen vom Jahr 2011 zum Jahr 2014 um ca. 2/3 verringert. Quelle: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/13589/umfrage/anzahl-der-arbeitsplaetze-in-der-solarenergiebranche-in-deutschland/>

⁴ Quelle: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/13589/umfrage/anzahl-der-arbeitsplaetze-in-der-solarenergiebranche-in-deutschland/>, sowie <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/deutsche-solarbranche-es-werde-wieder-licht/19875452.html>

Die Kapitalgeber werden durch Zölle verunsichert.

Banken werden wegen (potenziellen oder tatsächlichen) Handelshemmnissen in der Risikobewertung von höheren Investitionskosten ausgehen und höhere Eigenkapitalanteile fordern. Das erschwert generell die Finanzierung von Solarprojekten, für kleinere Akteure wird es wohl gar nicht mehr möglich sein.

Die Energiewende ist sehr kapitalintensiv. 1 GW Solarleistung kostet auf der Freifläche ca. 650 Millionen Euro und auf dem Dach größenabhängig zwischen 850 Millionen Euro und 1,3 Milliarden Euro. Diese Mittel sind nur mit Finanzintermediären wie Banken zu mobilisieren. Diese Fremdkapitalgeber agieren zurzeit eher vorsichtig. Bereits die Andeutung von Zöllen dürfte in den Risikoanalyse-Abteilungen kritisch zur Kenntnis genommen werden. Die Aufnahme von Anti-Dumping-Untersuchungen könnte Finanzierungsvorhaben ganz unmöglich machen. Auch auf der Eigenkapitalseite wäre damit zu rechnen, dass Investments in andere, lukrativere Bereiche oder internationale Regionen allokiert werden. Das in den letzten 2 Jahren deutlich gestiegene Zinsniveau am Kapitalmarkt führte bereits dazu, dass die Benchmarks der Investoren deutlich erhöht werden mussten. Der Zinseffekt konnte teilweise durch Preissenkungen auf der Modulseite kompensiert werden. Wenn jetzt auf der einen Seite, wie für die Banken bereits beschrieben, der Risikoaufschlag durch Verunsicherung auch auf der Eigenkapitalseite steigt und gleichzeitig die Modulpreise durch Zölle drastisch erhöht werden, ist damit zu rechnen, dass die Finanzierungsbasis zumindest für ungeforderte PPA-Projekte massiv einbricht, wenn nicht weitgehend zu Erliegen kommt.

Die heimische Produktion von Wasserstoff wird schwierig

Große Solarparks können Strom zur Herstellung von grünem Wasserstoff produzieren. Erhöhte Modulpreise beeinträchtigen die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen.

In der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie wird das Ziel für die heimische Elektrolysekapazität im Jahr 2030 von 5 GW auf mindestens 10 GW erhöht. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) leitet daraus eine heimische Produktionsmenge von 28 TWh grünem Wasserstoff im Jahr 2030 ab. Dafür würden rund 40 TWh an Strom aus erneuerbaren Energien zusätzlich benötigt, was circa sieben Prozent des gesamten deutschen Bruttostromverbrauchs des Jahres 2022 entspricht.⁵ Solarparks könnten den Strom für die Elektrolyse liefern. Allerdings nur, wenn die Solarparks auch realisiert und nicht aufgrund zollbedingter Mehrkosten verhindert werden.

Handelspolitische Gegenmaßnahmen

Eine Sanktion kommt selten allein. Es ist davon auszugehen, dass Handelsmaßnahmen aus Europa nicht unbeantwortet bleiben. Insbesondere China wäre von Handelshemmnissen betroffen und würde seinerseits Handelsmaßnahmen ergreifen, die der europäischen und deutschen Wirtschaft großen Schaden zufügen könnten.

⁵ Quelle:

https://www.diw.de/de/diw_01.c.882347.de/publikationen/wochenberichte/2023_41_1/nationale_wasserstoffstrategie_konsequent_und_mit_klarem_fokus_umsetzen.html

Die politischen Beziehungen zwischen der EU und China sind zurzeit angespannt und der wirtschaftspolitische Dialog steht unter Druck. China betrachtet zum Beispiel den Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) als grüne Handelsbarriere. Auch die Anti-Dumping-Untersuchung für Elektrofahrzeuge wird von chinesischer Seite kritisch betrachtet. Strafzölle auf chinesische Solarkomponenten könnte China mit handelspolitischen Gegenmaßnahmen im Solarbereich oder in anderen Wirtschaftsbereichen beantworten.

Indien und USA haben bereits Probleme durch Zölle.

Die USA, die anders als Europa bei Einführung von Einfuhrzöllen und weiteren Handelsbeschränkungen bereits über eine heimische Industrie verfügten, die zumindest etwa 20 % des Heimatmarktes versorgen konnte, sehen genau den oben beschriebenen deutlichen Anstieg der PPA-Preise, der zwar nicht ausschließlich, aber auch auf die Handelshemmnisse zurückgeführt werden kann.

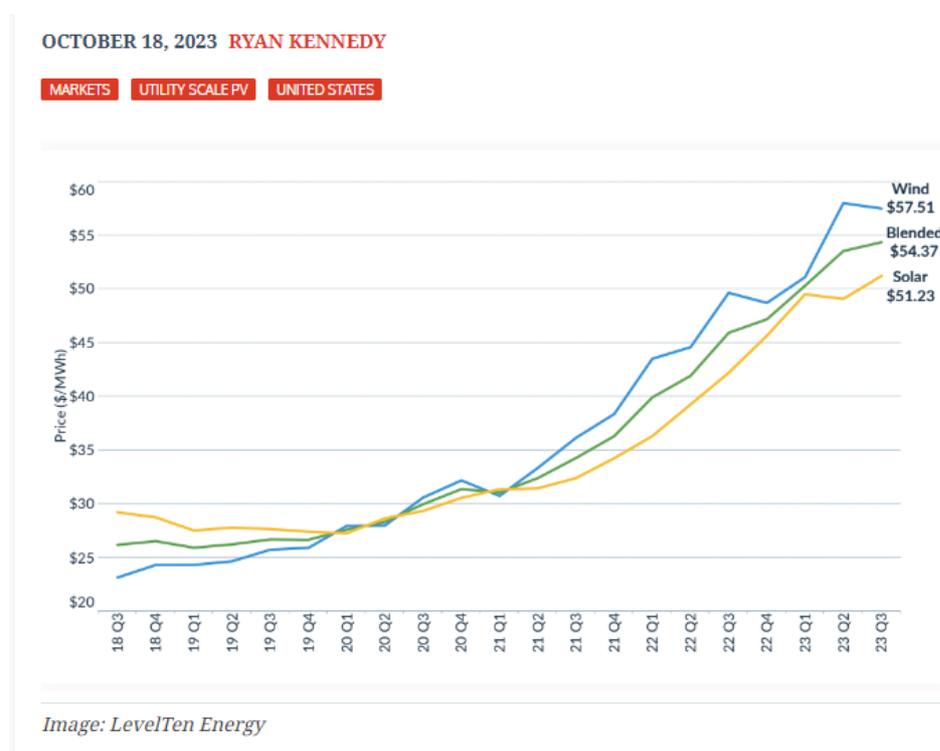


Abb. 4.: USA: PPA-Preise für PV- und Windenergie, sowie deutlicher Anstieg im Zeitraum der Handelsbeschränkungen. Quelle: <https://www.pv-magazine.com/2023/10/18/levelten-energy-records-4-increase-in-north-american-ppa-prices-in-q3/>

Indien wird neben den USA oft als „gutes Beispiel“ für seine Solarpolitik genannt. Dabei wird auf den geplanten Aufbau einer starken heimischen Photovoltaikindustrie verwiesen. Und wie in den USA durch den Inflation Reduction Act (IRA) hat Indien durch sehr hohe Subventionsversprechen viele Investitionsankündigungen für die heimische Solarindustrie erreicht, die sich zum Teil bereits in der Realisierung befinden. Im Gegensatz zu den USA hatte Indien bereits seit vielen Jahren eine, wenn auch kleine, Produktion für Solarzellen und Module auf kristalliner Basis. Dennoch führte die Einführung von Zöllen, begleitet von ständig wechselnden Vorgaben und Verordnungen und die Einführung von Local Content Vorgaben nicht dazu, dass eine ausreichend große heimische Produktion aufgebaut wurde und das gewünschte Marktwachstum eintrat. Im Gegenteil: Im ersten Halbjahr 2023 kam es sogar zu einem starken Rückgang des Marktes von schätzungsweise zwischen 15 und 50 Prozent auf einen für die Größe des Landes sehr niedrigen Zubau von nur noch zwischen 3,6 und 6,8 Gigawatt⁶. Als Folge wurde der Import von Modulen aus China temporär zugelassen. Der Installationsanstieg im zweiten Halbjahr lässt sich darauf zurückführen, dass für das nächste Jahr schärfere protektionistische Maßnahmen erwartet werden.

Differenzierte Betrachtung der Wirkung von Zöllen im EEG-Bereich

Das EEG sichert durch die Förderung die kapitalintensive Finanzierung von PV-Anlagen ab. Die Präsenz von Handelshemmnissen wird die Kosten von Photovoltaikanlagen erhöhen. Weil der PV-Ausbau zum allergrößten Teil kreditfinanziert ist, wird auch die Absicherung dieser Investitionen teurer. Förderkosten im EEG steigen aus verschiedenen Gründen:

Kosten werden in Gebote eingepreist: Je höher die Modulkosten sind, desto höher müssen die Gebote in den Ausschreibungen werden, um diese zusätzlichen Kosten einzupreisen. Je nach Höhe der Zölle müssten sogar die Höchstwerte angehoben werden, damit genügend Gebote abgegeben werden, um das Ausschreibungsvolumen auszuschöpfen.

Weniger PPA, mehr EEG-Ausschreibung: Wenn sich aufgrund der gestiegenen Kosten für PPA-Projekte diese Solarparks wieder an EEG-Ausschreibungen beteiligen, entfallen sie als förderfreier Ausbau. Der Effekt wirkt sogar doppelt nachteilig hinsichtlich der Förderkosten, denn aktuell würde das PPA-Volumen vom gesamten Ausschreibungsvolumen abgezogen. Kurzum: Es würden mehr Zuschläge zu höheren Kosten vergeben.

Verteuerte Wettbewerbssicherung: Im Fall einer andauernden Unterzeichnung der PV-Ausschreibungen, in dem der Wettbewerb durch endogene Mengensteuerung abgesichert werden müsste, entsteht höherer Förderbedarf, da die durchschnittlichen Gebotspreise wegen der gestiegenen Kosten ansteigen.

Erhöhter Förderbedarf in der Festvergütung: Bei den festvergüteten Kleinanlagen (kleine Dachanlagen, sowie Dach- oder Freiflächenanlagen unter eine MW) können die geänderten Kosten nicht eingepreist werden. Die Attraktivität der Investition sinkt oder müsste durch höhere Vergütungen kompensiert werden.

Langfristig erhöhte Kosten des EEG (Ausschreibung): Höhere Zuschlagswerte bei Neuanlagen bedeuten auch höhere Marktprämien und damit eine zusätzliche Belastung des Staatshaushaltes, also letztlich

⁶ Quelle: <https://www.pv-magazine.de/2023/10/25/indien-voellig-unberechenbare-photovoltaik-politik-fuehrt-zu-minus-15-bis-50-prozent-zubau-im-ersten-halbjahr/>

des Steuerzahlers. Wir rechnen mit einer Erhöhung der Kosten um 0,375 bzw. 0,75 Cent pro kWh bei Zöllen von 25 % bzw. 50 % auf Module. Demnach wären für dieselben Anlagen ca. 6-12 % höhere Marktwerte nötig, bezogen auf die Ergebnisse der jüngsten Auktionen im PV-Freiflächensegment.⁷

Soll ein Markteinbruch der Photovoltaik verhindert und die aktuelle Ausbaudynamik erhalten werden, müssten diese höheren Stromgestehungskosten über das EEG-Konto zu Lasten der Allgemeinheit ausgeglichen werden. Es ergäben sich je GW und Jahr Mehrkosten von 3,75 bis 7,5 Millionen Euro unabhängig von der Form der Förderung. Bei einem Förderzeitraum von 20 Jahren für PV-Anlagen bedeutet dies für jedes mit Zöllen belegte zusätzliche Gigawatt PV-Strom 75-150 Millionen Euro volkswirtschaftliche Mehrkosten. Bezogen auf das Ausschreibungsvolumen im Jahr 2023 von 7,3 GW würden sich die jährlichen Mehrkosten zwischen 27,5 und 55 Millionen Euro und die kumulierten Mehrkosten über 20 Jahre zwischen 550 Millionen Euro und 1.100 Millionen Euro belaufen. Ebenfalls würde sich diese jährliche Zusatzbelastung des EEG-Kontos dann über die Jahre der Laufzeit von Zöllen kumulieren. In den Folgejahren soll das Ausschreibungsvolumen auf 10 GW pro Jahr steigen. Die Zusatzbelastung im EEG-Konto steigt entsprechend. Bei einer in diesem Szenario angenommen Weitergabe der erhöhten Investitionskosten werden nachfolgend die Auswirkungen auf den Strompreis und die Nachfrage nach erneuerbarem Strom aus PV-Anlagen besprochen. Es wird im Szenario davon ausgegangen, dass der Staat bereit ist, die Mehrkosten über das EEG-Konto auszugleichen.

Langfristig erhöhte Kosten des EEG aufgrund von Rückkopplungseffekten: Darüber hinaus steigen die Belastungen des EEG-Kontos aufgrund von Wechselwirkungen. So berechnen sich einige Werte im EEG aus den durchschnittlichen Zuschlagswerten der EEG-Auktionen. Konkret würden die zulässigen Höchstgebotswerte in den PV-Ausschreibungen weniger schnell sinken. In der Folge würde auch der Vergütungsanspruch für PV-Anlagen > 1 MW (z.B. Bürgerenergie) wegen der durchschnittlichen höheren Zuschlagswerte in der PV-Ausschreibung hoch bleiben, was dauerhaft höhere Marktprämienzahlungen an diese Anlagen auslöst.

Zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten: Ausgehend von einem Zubau bis zum Jahr 2030 von weiteren 140 GW (gerechnet ab heute, entsprechend des EEG-Zielwerts 215 GW in 2030) und einem in den restlichen 2020er-Jahren angewendeten Zoll (25-50 %) würden zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten von 10,5-21 Milliarden Euro im EEG verursacht, die auf den Bundeshaushalt wirken. Die Zusatzkosten fielen im hier beschriebenen Szenario allein in Deutschland an, um den Ausbau aufrechtzuerhalten. Mit der Annahme, dass der deutsche Markt etwa 15 % des europäischen Markts ausmacht und dass in Europa dasselbe Szenario angelegt würde, ergäben sich europaweit erhöhte Kosten für den Photovoltaikausbau von 70-140 Milliarden Euro.

Sinkende Akteursvielfalt: Eine der Errungenschaften der Energiewende und des EEG war die Möglichkeit, dass sich eine große Vielfalt an Akteuren engagieren und die Energiewende vorantreiben konnte. Steigende Investitionskosten erhöhen den Druck auf weniger starke Player im Markt, wie z.B. Energiegenossenschaften. Es besteht die Gefahr, dass sich die Vielfalt der Teilnehmer an Ausschreibungen für PV-Anlagen erheblich reduziert. Damit würde auch der beabsichtigte Wettbewerb für den Erhalt der volkswirtschaftlich optimalen Preise nachlassen.

Wegfall kommunaler Einnahmen: Ausgehend von der oben genannten Annahme, dass sich der jährliche Ausbau um 10 GW reduziert und dieser zu 60 % (6 GW) die Freiflächen-Photovoltaikanlagen betrifft,

⁷ Durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert der PV-Ausschreibung von Juni 2023: 6,47 ct/kWh.
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendetAusschreibungen/Ausschreibungen2023/Gebotstermin01072023/start.html>

fallen erhebliche Einnahmen von Kommunen weg, in der Regel in strukturschwachen Regionen. Allein der Wegfall der Kommunalbeteiligung nach § 6 EEG (0,2 ct/kWh) summiert sich je GW auf zwei Millionen Euro im Jahr. In gleicher Höhe werden von einigen Bundesländern Solarabgaben geplant. So wurde am 19. Oktober in Brandenburg in erster Lesung über ein entsprechendes Solarabgabengesetz debattiert. Auf kommunaler Seite beliefen sich die Einnahmeausfälle bei ca. 6 GW allein aus diesen beiden Komponenten auf 24 Millionen Euro pro Jahr bzw. 120 Millionen Euro über 5 Jahre. Dabei wird nur ein einzelnes Jahr betrachtet, in dem 6 GW Ausbau fehlen. Die benannten Mindereinnahmen für Kommunen sind dauerhaft und summieren sich mit jedem ausbauschwachen Jahr weiter auf. Freiflächenanlagen, die nicht entstehen, werden keine entsprechenden Abgaben oder Gewerbe- und Grundsteuereinnahmen generieren. Ebenso haben die Erhöhungen der Investitionskosten auf Basis von Zöllen den negativen Effekt, dass sich die Abschreibungsbasis für die Unternehmen erhöht. Im Ergebnis erhöhen sich die jährlichen Abschreibungsbeträge und der Gewinn reduziert sich zu Lasten des Steueraufkommens von Bund und Ländern.

Differenzierte Betrachtung der Wirkung von Zöllen im PPA-Bereich

Power-Purchase-Agreements (PPAs) sind Stromlieferverträge, die den Verkauf von Strom zwischen Erzeuger und Verbraucher über einen festgelegten Zeitraum regeln. Für den Zeitraum wird ein fester Preis vereinbart, wodurch PPAs Preis- und Kalkulationssicherheit für beide Vertragsparteien bieten. PPAs werden auch als „ungeförderte“ Projekte bezeichnet, womit zum Ausdruck gebracht wird, dass hier weder EEG noch Marktprämie eine Rolle spielen. Heute sind mindestens 3,5 GW Photovoltaik dieser Vermarktungsform zugeordnet, Tendenz steigend.⁸

Einbruch PPA-Markt: Gemäß aktuellen Zahlen von SolarPower Europe (SPE)⁹ entfallen rund 37 % der Kosten für Großanlagen auf die Module. Steigende Investitionskosten müssten am Markt über anzuhebende PPA-Preise refinanziert werden. Die Marktpreise sind aufgrund kluger strategischer Maßnahmen nach den kriegsbedingten Preisanstiegen wieder annähernd auf das Vorkriegsniveau gefallen. Die Mehrkosten können somit nicht am Markt refinanziert werden. Zusätzlich belasten erhöhte Kapital- und sonstige Materialkosten die Wirtschaftlichkeitsberechnungen. Damit würde sich der Effekt von erhöhten Modulpreisen aufgrund von Zöllen besonders negativ auswirken. Es wäre ein Hemmnis, diese Anlagen zu bauen und der Strompreis in Deutschland und ganz Europa könnte steigen. Denn gerade große PV-Anlagen (insb. Freiflächen-PV) sind der willkommene „Billigmacher“ für den Strompreis in Deutschland und Europa.

⁸ Monitoring der Direktvermarktung, Quartalsbericht 03/2023 |

https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Monitoring-der-Direktvermarktung_Quartalsbericht_Q1-2023.pdf

⁹ Quellen: <https://www.solarpowereurope.org/insights/thematic-reports/eu-solar-jobs-report-2023-1>;
https://api.solarpowereurope.org/uploads/1823_SPE_Jobs_report_09_0953d35b2a.pdf

Monatsmarktwerte

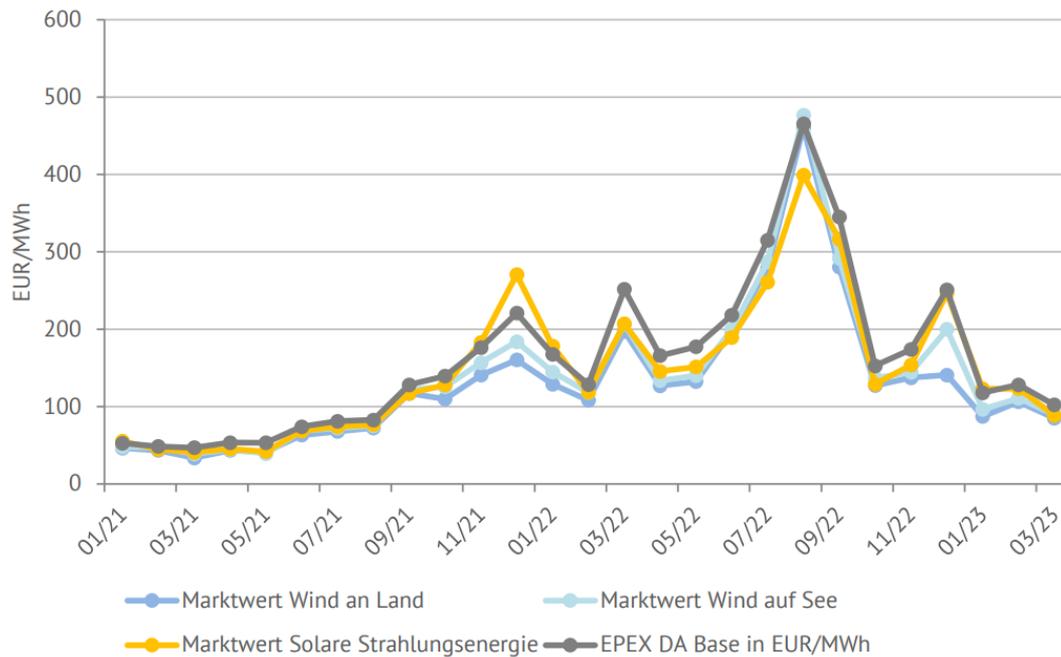


Abb. 5: Entwicklung der Marktwerte Erneuerbarer Energien-Anlagen

Quelle: <https://www.oeko.de/publikation/monitoring-der-direktvermarktung-quartalsbericht-03-2023/>, S. 25

Heute können sich (gerade noch) große PV-Freiflächenanlagen ohne Förderungen über den Markt finanzieren. Würden Kosten infolge von Handelsbeschränkungen steigen, ist diese Form der Anlagenfinanzierung, sowie die förderfreie sonstige Direktvermarktung wenig attraktiv oder gänzlich unwirtschaftlich.

Zu berücksichtigen ist dabei, dass der Marktwert noch nicht der Kaufpreis für den erzeugten grünen Strom ist. Dafür werden noch Vertriebs-, Risiko- und Handlingkosten in Abzug gebracht. Je nach Zollhöhe würde sogar der Großteil des PPA-Markts wegfallen.

ESG-Reporting wird schwieriger und teurer: Mit PPAs werden typischerweise große Solarparks finanziert. Der Strom darf als grüner Strom vermarktet werden. Der Bezug dieses grünen Stroms mit Herkunftsnachweisen ist bedeutsam für Abnehmer (meistens Industrie), die den Grünstrom in ihr ESG-Reporting aufnehmen möchten. Steigende Modulpreise führen zu weniger PPAs mit höheren Projektkosten und entsprechend zu höheren Stromkosten für die Abnehmer.

Politische Ziele werden konterkariert: Die Zielsetzung der EU-Kommission und auch der Bundesregierung, über PPAs zu niedrigeren Strompreisen in der EU beizutragen, würde direkt konterkariert werden. Der Schaden für PPAs wäre deutlich größer als der Nutzen, den Maßnahmen der aktuellen EU-Strommarktreform bewirken sollen.