

Über die EEG Novelle 2021

Stefan Hiltawsky-18.11.2020

- Würdigung 20 Jahre EEG
- Kommentare zum Gesetzentwurf der Bundesregierung
- Szenarien, wie es auf verschiedene PV-Anlagentypen ≤ 30 kWp wirkt

Würdigung 20 Jahre EEG

Vor über 20 Jahren wurde das erste Erneuerbare-Energien-Gesetz in Deutschland eingeführt. Das Gesetz war sehr einfach, konnte von jedem verstanden werden, hatte Vergütungssätze, die einen kostendeckenden Betrieb einer EE-Anlage zuließ und hatte einen Umfang von 5 Seiten. Damals war es weltweit das beste Gesetz zur Markteinführung erneuerbarer Stromerzeuger. Es hat weltweit zu Innovationen und zur Erreichung der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit erneuerbarer Energien beigetragen. Die darauffolgenden Novellen trugen zum Teil dem technischen Fortschritt, der Möglichkeit des Eigenverbrauchs, Teilnahme am Strommarkt und Diversifizierung der Nutzung der erneuerbaren Energien Rechnung. Andererseits wurde das Gesetz zunehmend kompliziert, was sich in einem Gesetzesumfang von 139 Seiten und 12026 Anfragen bei der EEG-Clearingstelle niederschlägt. Diese Komplexität und die Einführung der reduzierten EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch in 2014 haben zu einem gesunkenen Zubau insbesondere von PV-Anlagen geführt. Der Zubau von Windkraftanlagen ist auch aufgrund anderer erschwerten Rahmenbedingungen aktuell auf sehr niedrigem Niveau. Im Jahr 2000 waren die Hauptargumente gegen erneuerbare Energien die zu hohen Stromgestehungskosten. Mittlerweile ist Strom aus erneuerbaren Energien in den meisten Fällen günstiger als Strom aus neu errichteten konventionellen Kraftwerken. Trotzdem scheint der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland durch die jetzigen Rahmenbedingungen eher gebremst als gefördert zu werden. Die Chancen der Marktintegration und das gesamte Potential aller erneuerbaren Energien sind noch längst nicht ausgeschöpft. Ein EE-Anteil von 50% des deutschen Strombedarfs in 2020 ist motivierend, die restlichen 50% möglichst schnell zu erreichen. Die Potentiale und die Technik sind vorhanden. Es fehlen die zielführenden Rahmenbedingungen.

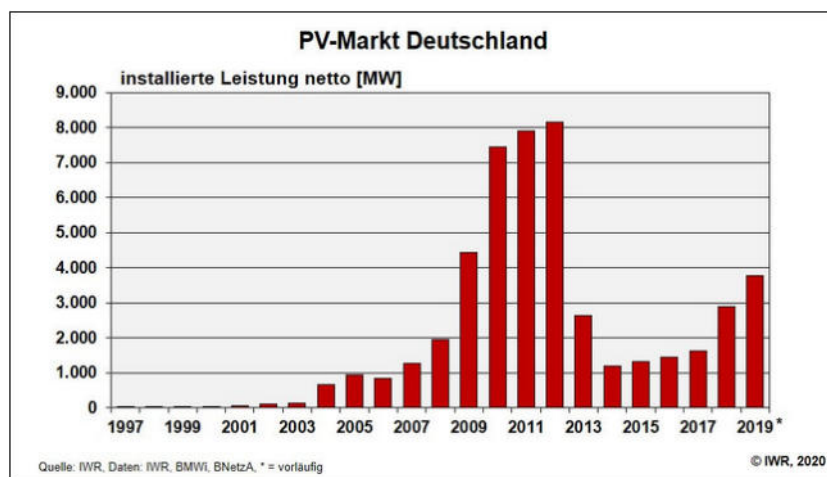
Kommentare zum Gesetzentwurf der Bundesregierung

Punkt A- Problem und Ziel:

Einige wesentliche Probleme, die den Ausbau erneuerbarer Energien bremsen, werden im Gesetzentwurf nicht genannt.

Probleme Solarzubau:

In den Jahren 2010 bis 2012 wurden über 7000 MWp pro Jahr PV-Leistung installiert. Durch die die EEG Novellen 2012 und 2014 sank der Zubau auf 1200 MWp in 2014 ab. In den letzten Jahren stieg der Zubau erfreulicherweise an, was aber nicht an wesentlichen Verbesserungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen lag, sondern hauptsächlich an weiter sinkenden Installationskosten.



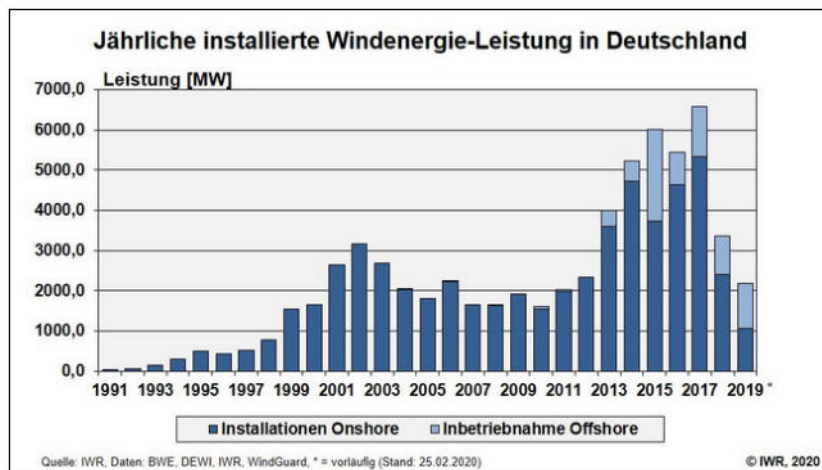
Der Ausbau in 2019 ist aber erst bei der Hälfte des Zubaus von 2012 angekommen und reicht zur Erreichung der Klimaschutzziele und der Ersetzung der aus dem Betrieb gehenden konventionellen Kraftwerke nicht aus.

Gründe für den abgeschwächten Ausbau sind nicht die Ausschöpfung der Potentiale (nur ca. 3% des deutschen Solarpotenzials sind ausgeschöpft) sondern an den Rahmenbedingungen. Die Bremsen sind:

1. Geringe Einspeisevergütungen
2. Umlage auf Eigenverbrauch - macht die Installation vor allem für Gewerbebetriebe unattraktiv
3. Komplizierte Antragsstellungen – Anlagenmeldungen und Steuererklärungen sind für Kleinanlagenbetreiber und auch für Installateure abschreckend
4. Unzureichende Möglichkeiten für Mieter, am PV-Ausbau teilzuhaben
5. Hohe Bürokratiehürden bei der Direktvermarktung

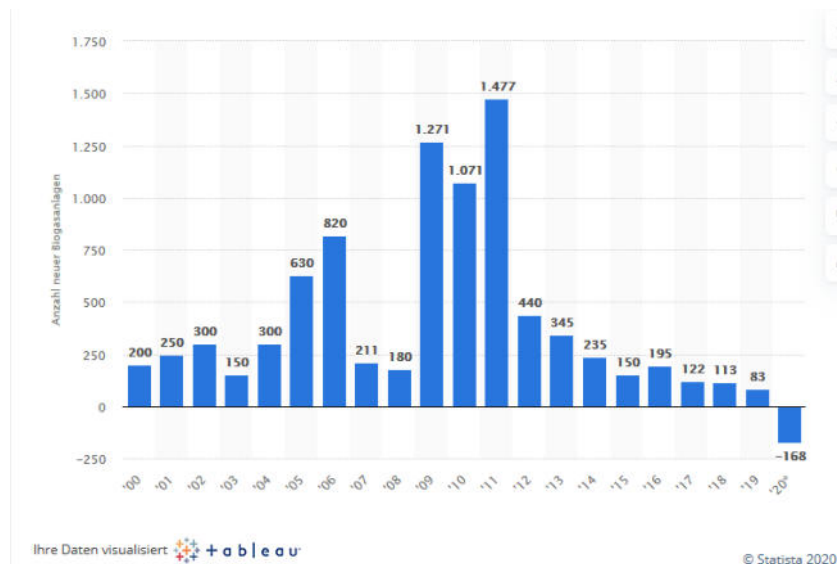
Probleme Windenergiezubau:

Bei der Windkraft sieht es ähnlich aus, aber zeitversetzt. Hier fallen auch immer weiter fortschreitende Restriktionen bei der Genehmigung und die Umstellung auf Ausschreibungsverfahren zu einem Einbruch des Zubaus. Außerdem besteht die Gefahr, dass sogenannte ausgeförderte Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden und Standorte aufgrund der Genehmigungsbedingungen evtl. nicht durch Repowering genutzt werden können.



Probleme Zubau von Bioenergieanlagen

Noch katastrophaler sieht es bei Biogasanlagen aus:



In diesem Jahr ist statt eines Zubaus ein Rückgang der Leistungen zu erwarten. Dieser Markt ist quasi zum Erliegen gekommen, obwohl die Biogas- und Biomasseanlagen aufgrund der wetterunabhängigen Einspeisung und Regelmöglichkeit ein unerlässlicher Baustein der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien ist. Der Branche würde es einen Schub geben, wenn endlich die EU-Richtlinie zur getrennten Sammlung von Bioabfall konsequent umgesetzt würde.

Problem Strommarktdesign und EEG-Umlage

Ein weiteres grundsätzliches Problem ist die weiter steigende EEG-Umlage. Obwohl die Einspeisevergütungen unter den Bezugsstrompreisen von Haushalten und KMU liegen, steigt die Umlage immer weiter an. Die Berechnung der Umlagekosten als Differenz der EEG-Vergütung zum Spotmarktpreis ist bei 50% Marktdurchdringung der erneuerbaren Energie nicht mehr zeitgemäß. Durch den Merit-Order-Effekt sinkt der Spotmarktpreis immer weiter und die Differenzbeträge steigen immer weiter an. Vernachlässigt wird dabei auch, dass nur ein Teil des deutschen Elektrizitätsmarkts (etwa die Hälfte) über die Spotmärkte abgewickelt wird, was den Einfluss der erneuerbaren Energien stark erhöht. Außerdem wird nicht Rechnung getragen, dass bei Einspeisungen in das Mittel- oder Niederspannungsnetz der Strom am Einspeisepunkt mehr Wert ist, als in der Stelle der fiktiven Einspeisung in das Übertragungsnetz. Bei einer Fortsetzung des Systems sinken die Spotmarktpreise weiter und die EEG-Umlage steigt. Es profitieren alleine die Stromabnehmer mit mehr als 1 Mio. kWh Verbrauch, da sie den Strom direkt vom Spotmarkt abnehmen können und verringerte EEG-Umlagen bezahlen müssen. Die geplante Übernahme eines Teils der EEG-Umlage aus dem Bundeshaushalt ist kritisch zu betrachten. Das Geld fehlt an anderer Stelle und macht die Förderung der erneuerbaren Energien vom Staatshaushalt abhängig. Es war gerade das Intelligente am EEG, dass ohne Haushaltsmittel viel Geld über die Umlage generiert wurde.

Problem und Chance Ersetzung konventionelle Kraftwerksleistung

Nicht als Problem sondern als Herausforderung und Chance sind die Ersetzung der in den nächsten 10 Jahren aus dem Netz gehenden konventionellen Erzeugungskapazitäten und neue Bedarfsstrukturen durch E-Mobilität und E-Wärme. Der Ersatz der in 2019 erzeugten konventionellen Energien aus Kernkraft und Braunkohle im rheinischen Revier, die bis 2030 abgeschaltet werden, erfordert 73 TWh. Daraus kann nur gefolgert werden, dass wir viel mehr erneuerbare Energien benötigen und der Zubaupfad der letzten Jahre nicht ausreichend ist und zu wenig auf Energiemanagement und Speicher fokussiert wird. Deshalb kann nur das Ziel sein, die Rahmenbedingungen zu verbessern und bürokratische Hürden zu beseitigen.

B. Lösungen

1. Auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität

2050 ist zu spät. Spätestens 2035 besser noch 2030 sollte es heißen. Zur Erreichung des 1,5°C-Ziels ist ein schnellerer Umbau der Stromversorgung nötig und möglich.

2. Umsetzung des „Klimaschutzprogramms 2030“

Das Klimaschutzprogramm verdient seinen Namen nicht. Die Ziele sind zu wenig ambitioniert. Darauf zu referenzieren führt nicht zu wirksamem Klimaschutz. Warum nur die Wasserstoffherzeugung und nicht andere Speichertechnologien und Power to x von der EEG-Umlage befreit werden sollen, ist nicht logisch.

3. Weitere Dämpfung der Kostenentwicklung

Die Verharrung auf der Umlageberechnung relativ zum Spotmarktpreis ist ein grundsätzliches Problem, das nicht durch noch geringere Einspeisetarife und Bundeshaushaltsmittel gelöst werden kann.

4. Erhalt der Akzeptanz für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien:

Die Akzeptanz ist in der Bevölkerung laut Umfragen hoch. Es wäre wünschenswert, wenn insbesondere Privathaushalte und KMU von den günstigen erneuerbaren Energien profitieren könnten. Das heißt mehr unbürokratischer Eigenverbrauch und Vermarktung auf regionaler Ebene sollte gefördert werden. Ein Akzeptanzproblem ist die Reduzierung der EEG-Umlage für Großstromabnehmer. Diese Problematik wird nicht angesprochen und folglich auch nicht gelöst.

5. Stärkung der Netz- und Marktintegration:

Grundsätzlich ist dies wünschenswert, es ist aber zweifelhaft, ob die beschriebenen Maßnahmen zum Ziel führen.

6. Einstieg in die „Post-Förderung-Ära“:

Erfreulicherweise überschreitet die tatsächliche Lebensdauer von EE-Anlagen in vielen Fällen die zunächst angenommene Lebensdauer von 20 Jahren. Deshalb ist es für den Erfolg des Ausbaus der erneuerbaren Energien eine große Chance, diese Anlagen weiter zu betreiben. Betont werden müsste, dass diese Anlage fast ohne zusätzlichen Einsatz von Rohstoffen saubere elektrische Energie erzeugen können. Der Betrieb muss unbürokratisch und für die Betreiberinnen und Betreiber einen wirtschaftlichen Anreiz bieten.

E. Erfüllungsaufwand

Der von den Anlagenbetreiberinnen und Betreibern und Installateurinnen und Installateuren zu leistende Aufwand zur Umsetzung aller bürokratischen Anforderungen ist nicht enthalten. Durch die noch aufwändigeren Mess- und Abrechnungsmethoden ist der Aufwand im Vergleich zu den eigentlichen Errichtungs- und Wartungskosten insbesondere bei Kleinanlagen überproportional groß.

Ebenso ist der Aufwand für Finanzämter für die Verwaltung der EÜR und Umsatzsteuerabrechnung von Kleinunternehmern nicht unwesentlich.

§1 Zweck und Ziel des Gesetzes

Das Ziel, bis 2030 65% des deutschen Strombedarfs zu decken ist schon seit 2014 im EEG enthalten. Das ist keine Neuerung.

§3 Begriffsbestimmungenc)

4b)

Für die landschaftliche und ökologische Integration sowie der Steigerung der Akzeptanz wären auch PV-Anlagen in Kombination mit landwirtschaftlicher Nutzung (Agro-Photovoltaik) und Anlagen zur Steigerung der Artenvielfalt (Blühwiesen, Rückzugsort für Wildtiere, Bodenbrutplätze) ebenso verstärkt förderwürdig.

34)

Siehe auch B3. Das komplette Strommarktdesign auf die Marktmechanismen der konventionellen Energieträger zu beziehen, die es in Zukunft nicht mehr geben wird, kann dauerhaft nicht die Lösung sein. Von mehreren Verbänden, Universitäten und Think-Tanks gibt es neue Lösungsansätze, die eine bessere, den erneuerbaren Energien angepasste Struktur entwickelt. Dadurch würde das Ziel der marktwirtschaftlichen Integration gestärkt und die enormen Umlagekosten könnten bis 2040 schrittweise auf 0 EUR/Jahr sinken.

§4 Ausbaupfad

Insgesamt sind die Ausbaupfade wenig ambitioniert und berücksichtigen nicht den verstärkten Bedarf an elektrischer Energie durch die Abschaltung der letzten Kernkraftwerke Ende 2022. Die Ausbaupfade orientieren sich nicht daran, was technisch und wirtschaftlich möglich wäre, sondern wie hoch der Ausbau der erneuerbaren Energien sein *darf*, um die wirtschaftliche Existenz der noch vorhandenen fossilen Energien nicht zu gefährden.

Windenergie an Land:

Der Ausbau der Windenergie an Land wurde durch viele Gesetzgebungen z.T. auch auf Länderebene seit 10 Jahren stark erschwert, verzögert und in den letzten 2 Jahren fast zum Erliegen gebracht. Es wird schwer, Vertrauen in Investoren und die Bevölkerung zurück zu gewinnen, um einen nennenswerten Ausbau erzielen zu können. Die Potenziale werden nur erreicht werden können, wenn die vorhandenen Standorte durch den Weiterbetrieb oder Repowering erhalten bleiben.

Windenergie auf See:

Diesen Teil der erneuerbaren Energien durch ein weiteres Gesetz auszulagern verstärkt den Eindruck, dass die Gesetze immer verzweigter und nicht mehr aus einem Guss sind. Der Ausbau von 20 GW bis 2030 (=2 GW pro Jahr) ist weniger als technisch möglich wäre.

Solarenergie:

Hier könnten die Potenziale durch kurze Vorlaufzeiten von Planung zu Inbetriebnahme wesentlich schneller genutzt werden. Durchschnittlich 5 GW pro Jahr ist enttäuschend wenig. Hierbei von einem verstärkten Ausbau zu sprechen zeigt, dass der Entwurf weit hinter den Erfordernissen zurück bleibt. Warum der Pfad in Schlangenlinien erfolgen soll, erschließt sich nicht. Sollten in einem Jahr Solarinstallateure eingestellt und im nächsten Jahr wieder entlassen werden? Im normalerweise üblichen betriebswirtschaftlichen Alltag wird eher mit konstantem Wachstum gerechnet. Basierend auf einem Zubau von 5 GW in 2020 (evtl. auch angetrieben durch die drohenden verschlechterten Rahmenbedingungen ab 2021) muss sich der Zubau pro Jahr um mindestens 20% pro Jahr steigern. Der Zubau von 2021 bis 2030 läge damit bei 155 GW. Mit diesem Zubau wäre es auch für Investoren interessant in Deutschland wieder verstärkt nennenswerte Kapazitäten an Solarzellen- und Solarmodulproduktion anzusiedeln. Solarenergie hat den Vorteil, dass sie sehr dezentral da installiert werden kann, wo der Verbrauch stattfindet, entlastet somit die Netze. Sie ist zudem leicht mit Elektromobilität und Wärmepumpen kombinierbar. Fraglich ist, was passiert, wenn die Ausbaupfade *aus Versehen* überschritten werden. Kommen dann weitere gesetzliche Bremsen?

Biomasse:

Die Biomasseanlagen werden traditionell seit 2012 stiefmütterlich behandelt. Dabei sind sie für den Umstieg auf eine 100% erneuerbare Stromversorgung unerlässlich. Durch die Regelbarkeit und Speicherbarkeit von festen, flüssigen und gasförmigen Energieträgern sind sie für den Ersatz konventioneller flexibler Kraftwerksleistung ideal geeignet. Bis jetzt wird das Potential der Regelbarkeit nur minimal ausgeschöpft. Die Leistung wird bis dato recht konstant mit einer Leistung von 4-5 GW eingespeist. Die gesamte installierte Leistung liegt 2019 laut BMWi bei 8,9 GW. In 2030 soll sie dann 8,4 GW betragen. Da kann man eher von Rückbau als von Ausbau sprechen. Die Potenziale gerade bei der Verwendung von biogenen Reststoffen und dem leider verstärkten Aufkommen von Totholz scheinen nicht in Betracht gekommen zu sein. Hier müsste der Ausbaupfad wesentlich breiter sein. Regelbare Leistungen durch Batteriespeicher, Abregeln anderer erneuerbarer Energien und Wasserstoff langfristig zu generieren ist wesentlich teurer.

§9 a) Technische vorgaben

Die Reduzierung der installierten Leistung, die zur abrufbaren Ist-Einspeisung und der ferngesteuerten Leistungsreduzierung verpflichtet, wird von 100 kW auf 1 kW abgesenkt. Diese Absenkung führt zu einem erheblichen hohen technischen, finanziellen und datenverarbeitungstechnischen Aufwand. Da die Messtechnik und die Datenübertragung vom BSI noch nicht festgelegt wurde, kann der Aufwand für einen investitionswilligen Betreiber noch nicht bestimmt werden. Jede Unsicherheit lähmt die Investitionsfreude und wird zu geringeren Zubauzahlen führen. Der Aufwand für die Datenerfassung und -verarbeitung wird den Nutzen bei kleinen Anlagen übersteigen. Es wäre zweckmäßiger bei der Grenze von 100 kW zu bleiben. Auch in der Direktvermarktung könnte bei kleineren Anlagen mit Standardlastprofilen oder mit zuverlässiger Prognosesoftware gearbeitet werden.

§10b) Vorgaben zur Direktvermarktung

In der Direktvermarktung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien und KWK auf der Niederspannungsebene liegen erhebliche Potenziale, die aufgrund der Nähe zum Verbrauch sehr effizient zu nutzen sind. Eine effiziente Direktvermarktung in der Nähe der Erzeugung, wie sie auch EU Richtlinie 2018/2001 fordert, ist für den Betreiber nur für größere Anlagen möglich. Im Bereich kleinerer Anlagen < 100 kW wäre es technisch und abrechnungstechnisch möglich, ohne eine ständige Übertragung der Ist-einspeisung und Regelbarkeit auszukommen. Wenn eine Regelbarkeit in bestimmten Netzsituationen unumgänglich ist, sollten die Kosten auf die Netzbetreiber umgelegt werden. Es ist auch fraglich, ob es sinnvoll ist, die Regelmöglichkeit in die Hand des Direktvermarkters zu legen. Die Netzsituation am Netzverknüpfungspunkt zu regeln ist eher die Kompetenz des Verteilnetz- oder Übertragungsnetzbetreibers.

§ 14 Einspeisemanagement

Durch die voraussichtlich steigende Direktvermarktung kann es zu Kompetenzstreitigkeiten beim Einspeisemanagement und zu Problemen beim Datenaustausch kommen. Da die Reduzierung der Einspeiseleistung sowohl vom Direktvermarkter als auch im Fall der Netzüberlastung vom Netzbetreiber vorgenommen werden. Wenn laut §9 und §10 sehr viele Kleinanlagen in die Regelung mit einbezogen werden müssen, ist das sehr aufwändig und birgt die Gefahr, dass die Ressourcen für eine effektive Regelung der Großanlagen nicht reichen. Zweckmäßiger wäre es, die Regelung und Datensicherheit (Schutz vor Cyber-Angriffen, die an anderer Stelle des Gesetzentwurfs erwähnt werden) auf größere Anlagen ab 100 kW zu konzentrieren.

§23 b Besondere Bestimmungen zur Einspeisevergütung bei ausgeförderten Anlagen

Der Jahresmarktwert wird im Jahr 2020 ca. 2,5 ct/kWh für Solaranlagen betragen. Ob das für einen wirtschaftlichen Betrieb reicht, ist fraglich. Siehe Anhang. Hier gibt es keine Unterscheidung in welche Spannungsebene eingespeist wird und wie groß die Anlage ist. Insbesondere kleine Anlagen werden nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben sein und werden folglich abgeschaltet werden.

§ 25 Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen

Die zeitliche Begrenzung zum 31.12. 2027 für Anlagen < 100 kW und 31.12.2021 für Anlagen > 100 kW beinhaltet eine massive Reduzierung der Anlagen zu den angegebenen Stichtagen, wenn keine wirtschaftliche Vermarktungslösung gefunden wurde. Für Anlagen > 100 kW, die zum 31.12.2021 aus der EEG-Vergütung fallen, ist dies sehr kurzfristig. Die Strukturen der Direktvermarktung sind zwar sehr stark in der Entwicklung, es ist aber zu bezweifeln, ob innerhalb eines Jahre unter Berücksichtigung der starken Unsicherheit durch die Novellierung des EEGs bis dahin ein geeigneter Markt vorhanden sein wird. Deshalb macht es Sinn, auch für größere Anlagen die Frist bis mindestens 2024 zu verlängern.

Anhang 1: Beispiele der Auswirkungen des Entwurfs auf verschiedene PV-Anlagen im Bereich bis 30 kWp

Anhand von typischen Anlagengrößen von ausgeförderten und neuen Anlagen werden die Auswirkungen auf die Praxis mit Hilfe von marktüblichen Kostenrechnungen dargestellt. Es werden typische Fälle skizziert. Die tatsächlichen Fälle können aufgrund der Vielzahl von Randbedingungen für die Betreiber günstiger oder ungünstiger sein.

Beispiel 1: Ausgeförderte Anlagen:

PV-Anlagen, die bis zum 31.12.2008 in Betrieb gegangen sind, haben in der Regel das Messkonzept der Volleinspeisung. Deshalb werden diese Anlagen bis 31.12.2028 schrittweise aus den Regelungen der in diesen Jahren gültigen EEG-Ausgabeständen fallen und dann als „ausgeförderte Anlagen“ gelten. Dies betrifft tausende Anlagen und es ist für den Ausbau der erneuerbaren Energie wichtig, diese Stromerzeuger zu erhalten.

Beispiel 1.1: Ausgeförderte 4 kWp-Sonnenstromanlage auf Einfamilienhaus:

Ertrag: 900 kWh/kWp x 4 kWp = 3600 kWh
Wartungskosten: durchschnittlich 150 EUR / Jahr

Variante A: Weiterhin Volleinspeisung, nach EEG 2021 ausgeförderte Anlagen ohne sonstige Direktvermarktung:

Einbau neuer Zähler: 50 EUR
Zählergebühr: 20 EUR pro Jahr
Einnahmen: 3600 kWh x 0,02 EUR pro kWh = 72 EUR pro Jahr
Kosten: 170 EUR pro Jahr

Der Betrieb ist mit einem Verlust von durchschnittlich 98 EUR / Jahr nicht kostendeckend. Der Betreiber wird nur so lange die Anlage betreiben bis Reparaturen z.B. vom Wechselrichter nötig sind.

Variante B: Volleinspeisung an Direktvermarkter:

Zählertausch: 130 EUR einmalig (bei 10 weiteren Betriebsjahren 13 EUR pro Jahr)
Zählergebühr und Messstellenbetrieb: 100 EUR pro Jahr
Kosten pro Jahr: 263 EUR
Preis pro kWh für Kostendeckung: 263 EUR / 3600 kWh = 7,3 ct/kWh

Es ist fraglich, ob es Direktvermarkter gibt, die diesen Preis zahlen, da es günstigere Angebote für erneuerbaren Strom gibt, z.B. aus neuen Freiflächenanlagen.

Variante C: Eigenverbrauch, Überschusseinspeisung an Direktvermarkter:

Eigenverbrauch:	$25\% \times 3600 \text{ kWh} = 900 \text{ kWh}$
EEG-Umlage:	$40\% \text{ von } 6,5\text{ct} = 2,6 \text{ ct/kWh}$
Geldwerter Vorteil aus Eigenverbrauch:	$900 \text{ kWh} \times (0,29 \text{ EUR/kWh} - 0,026 \text{ EUR/kWh}) = 237,60 \text{ EUR pro Jahr}$
Umstellung auf Eigenverbrauch:	500 EUR (bei 10 weiteren Betriebsjahren 50 EUR pro Jahr)
Zählertausch:	130 EUR einmalig (bei 10 weiteren Betriebsjahren 13 EUR pro Jahr)
Zählergebühr und Messstellenbetrieb:	100 EUR pro Jahr
Kosten pro Jahr:	313 EUR pro Jahr
Einnahmen Stromverkauf:	$2700 \text{ kWh} \times 0,03 \text{ EUR/kWh} = 81 \text{ EUR}$

Der Gewinn liegt bei 5,60 EUR pro Jahr. Das ist nicht viel, aber zumindest kostenneutral. Es wäre einfacher und kostengünstiger die Vermarktung ohne Übertragung der Ist-Leistung möglich zu machen.

Variante D: Eigenverbrauch mit neuem Speicher, Überschusseinspeisung an Direktvermarkter:

Eigenverbrauch $60\% \times 3600 \text{ kWh} =$	2160 kWh
EEG-Umlage.	$40\% \text{ von } 6,5\text{ct} = 2,6 \text{ ct/kWh}$
Geldwerter Vorteil aus Eigenverbrauch:	$2160 \text{ kWh} \times (0,29 \text{ EUR/kWh} - 0,026 \text{ EUR/kWh}) = 570,24 \text{ EUR}$
Umstellung auf Eigenverbrauch:	500 EUR (bei 10 weiteren Betriebsjahren 50 EUR pro Jahr)
Kosten Stromspeicher:	7000 EUR (bei 10 weiteren Betriebsjahren 700 EUR pro Jahr)
Zählertausch:	130 EUR einmalig (bei 10 weiteren Betriebsjahren 13 EUR pro Jahr)
Zählergebühr und Messstellenbetrieb:	100 EUR pro Jahr
Kosten pro Jahr:	1013 EUR pro Jahr
Einnahmen Stromverkauf:	$1440 \text{ kWh} \times 0,03 \text{ EUR/kWh} = 43,20 \text{ EUR}$

Der Verlust liegt bei 399,56 EUR pro Jahr. Das ist nicht wirtschaftlich.

Wirtschaftlich sinnvoll sind nur die Varianten B, wenn die Erlöse durch die Einspeisung hoch genug sind und C, falls sich Direktvermarkter finden, die diese geringen Strommengen abnehmen. Eine einfache Variante wäre, den Strom durch Eigenverbrauch zu nutzen, die eingespeiste Energie mit dem Marktwert zu vergüten und einen Standardlastprofilzähler zu verwenden. Dann ergäbe sich ein Gewinn von ca. 80 EUR pro Jahr, was den Anlagenbetrieb lohnen würde.

Beispiel 1.2: Ausgeförderte 30 kWp-Sonnenstromanlage auf Schuldach mit Volleinspeisung:

Ertrag: 900 kWh/kWp x 30 kWp = 27000 kWh
Wartungskosten: durchschnittlich 400 EUR pro Jahr
Verwaltungskosten und Versicherung: 300 EUR pro Jahr

Variante A: Weiterhin Volleinspeisung nach EEG 2021 ausgeförderte Anlagen ohne sonstige Direktvermarktung:

Einbau neuer Zähler: 50 EUR (bei 10 Jahren Weiterbetrieb 5 EUR pro Jahr)
Zählergebühr: 20 EUR pro Jahr
Einnahmen: 27000 kWh x 0,02 EUR pro kWh = 540 EUR pro Jahr
Kosten: 725 EUR pro Jahr

Der Betrieb ist nicht kostendeckend. Der Betreiber wird nur so lange die Anlage betreiben bis Reparaturen z.B. vom Wechselrichter nötig sind.

Variante B: Volleinspeisung an Direktvermarkter:

Zählertausch: 130 EUR einmalig (bei 10 weiteren Betriebsjahren 13 EUR pro Jahr)
Zählergebühr und Messstellenbetrieb: 100 EUR pro Jahr plus 60 EUR für Datenübertragung
Kosten pro Jahr: 873 EUR
Preis pro kWh für Kostendeckung (ohne Gewinn): $873 \text{ EUR} / 27000 \text{ kWh} = 3,2 \text{ ct/kWh}$

Dieser Preis ist für Direktvermarkter wahrscheinlich interessant, da es kaum günstigere Angebote für erneuerbaren Strom gibt.

Variante C: Eigenverbrauch, Überschusseinspeisung an Direktvermarkter:

Eigenverbrauch ist in dieser Konstellation nur bedingt möglich. Die Hemmnisse sind ein enormer Verwaltungsaufwand für den Verkauf des Stroms an Dritte und die Zahlung der EEG-Umlage für den Stromnutzer.

Wirtschaftlich sinnvoll ist nur die Varianten B, wenn die Erlöse durch die Einspeisung hoch genug sind. Eine einfache Variante wäre, den Strom durch Eigenverbrauch zu nutzen und die eingespeiste Energie mit dem Marktwert zu vergüten und einen Standardlastprofilzähler zu verwenden.

2. Neuanlagen

2.1 4 kWp Anlage auf Einfamilienhaus mit Eigenverbrauch

Installationskosten:	6000 EUR netto
Wartungskosten:	100 EUR / Jahr
Ertrag:	4 kWp x 900 kWh/kWp = 3600 EUR
Versicherung und sonstige Kosten:	100 EUR pro Jahr
Betriebszeit:	30 Jahre, dadurch 200 EUR Investitionskosten pro Jahr
Eigenverbrauch:	25% x 3600 kWh = 900 kWh
EEG-Umlage:	40% von 6,5ct = 2,6 ct/kWh
Geldwerter Vorteil aus Eigenverbrauch:	900 kWh x (0,29 EUR/kWh-0,026 EUR/kWh) 237,60 EUR pro Jahr
Zählergebühr und Messstellenbetrieb:	100 EUR pro Jahr
Kosten pro Jahr:	500 EUR pro Jahr
Einnahmen Stromverkauf:	2700 kWh x 0,0856 EUR/ kWh = 231,12 EUR

Der Verlust liegt bei 31,28 EUR pro Jahr. Gegenüber dem EEG 2017 fallen die erhöhten Kosten für den Messstellenbetrieb sehr stark ins Gewicht. Dadurch wird die Investition in eine solche Anlage unattraktiv.

2.2 30 kWp Anlage auf eigener Gewerbeimmobilie

Installationskosten:	30000 EUR netto
Wartungskosten:	400 EUR / Jahr
Ertrag:	30 kWp x 900 kWh/kWp = 27000 kWh
Versicherung und sonstige Kosten:	300 EUR pro Jahr
Betriebszeit:	30 Jahre, dadurch 1000 EUR Investitionskosten pro Jahr
Eigenverbrauch:	50% x 27000 kWh = 13500 kWh
EEG-Umlage:	40% von 6,5ct = 2,6 ct/kWh
Geldwerter Vorteil aus Eigenverbrauch:	13500 kWh x (0,20 EUR/kWh-0,026 EUR/kWh) = 2349,00 EUR pro Jahr
Zählergebühr und Messstellenbetrieb:	100 EUR pro Jahr
Kosten pro Jahr:	1800 EUR pro Jahr
Einnahmen Stromverkauf:	13500 kWh x 0,0856 EUR/ kWh = 1155,60 EUR

Der Gewinn liegt bei 1704,60 EUR pro Jahr. Dadurch wird die Investition in eine solche Anlage attraktiv. Positiv ist zu bewerten, dass die Unsicherheit durch die schwankenden zu 40% bezahlenden EEG-Umlagen durch den Zuschuss aus dem Bundeshaushalt schwindet. Besser wäre es aber noch diese Umlage ganz zu streichen. Die Beispielrechnung zeigt, dass es sich lohnt, aber die Randbedingungen bei den Gewerbetreibenden sind sehr unterschiedlich, was den Einkaufspreis, die Installationskosten und die Eigenverbrauchsrate betrifft. Hinzu kommt, dass Gewerbetreibenden oft nicht Besitzer des Gebäudes sind. Investiert der Besitzer in eine PV-Anlage wird er zum Stromlieferanten mit allen bürokratischen Hürden und die volle EEG-Umlage wird fällig. Das macht die Investition in dieser Konstellation unattraktiv. Hier wäre es attraktiv, den Stromerkauf einfacher zu gestalten und die EEG-Umlage zu streichen.

Beispiel 2.3

10 kWp Anlage auf einem Mehrfamilienhaus nach dem Mieterstrommodell

Installationskosten:	10000 EUR netto
Wartungskosten:	200 EUR / Jahr
Ertrag:	10 kWp x 900 kWh/kWp = 9000 kWh
Versicherung und sonstige Kosten:	200 EUR pro Jahr
Betriebszeit:	30 Jahre, dadurch 333,33 EUR Investitionskosten pro Jahr
Eigenverbrauch:	30% x 9000 kWh = 2700 kWh
EEG-Umlage Mieterstrommodell:	6,5ct/kWh-3,79ct/kWh= 2,71 ct/kWh
Stromverkauf an Mieter pro Jahr:	2700 kWh x (0,235 ct/kWh-0,0271 EUR/kWh) = 561,33 EUR
Zählergebühr und Messstellenbetrieb:	200 EUR pro Jahr
Kosten pro Jahr:	933,33 EUR pro Jahr
Einnahmen Stromverkauf:	6300kWh x 0,0856 EUR/ kWh=539,28 EUR

Der Gewinn liegt bei 167,28 EUR pro Jahr. Das klingt zunächst positiv, ist aber fraglich, ob dieser Gewinn ausreicht, um den Besitzer zu motivieren, weil das unternehmerische Risiko, Finanzierung und der Aufwand für die Abwicklung noch nicht berücksichtigt sind.

Anhang 2 Zubau PV-Leistung bei 20% Steigerung pro Jahr

Jahr	Zubau PV-Leistung in MWp
2020	5000
2021	6000
2022	7200
2023	8600
2024	10400
2025	12400
2026	14900
2027	17900
2028	21500
2029	25800
2030	31000
Summe (2021 bis 2030)	160700