

LEITFADEN

Errichtung und Betrieb von Photovoltaikanlagen in Gewerbebetrieben

im Auftrag des

Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klima und Energie
des Landes Nordrhein-Westfalen

erstellt durch

Rechtsanwalt Jens Panknin
Rechtsanwalt Niklas Schwalge
Rechtsanwalt Markus Hallmann

Becker Büttner Held · Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater · Part GmbH
KAP am Südkai/Agrippinawerft 26-30, 50678 Köln

T +49 (0)221 650 25-105 · F +49 (0)221 650 25-299 · jens.panknin@bbh-online.de



14.09.2022



BECKER BÜTTNER HELD

Dieser Leitfaden wurde im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klima und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE) und auf der Grundlage des mit dem MWIKE bestehenden Mandatsvertrages erstellt.

Gegenüber Dritten, die den Inhalt dieses Gutachtens ganz oder in Teilen zur Grundlage eigener Entscheidungen machen, übernehmen die Autoren keine Verantwortung oder Haftung, es sei denn, es wurde mit diesem Dritten schriftlich etwas Abweichendes vereinbart. Dies gilt insbesondere gegenüber den Nutzern der Energy4Climate-Internetseite (www.energy4climate.nrw) sowie den Internetseiten des MWIKE zur Kampagne „Mehr Photovoltaik auf Gewerbedächern“ (www.pv-auf-gewerbe.nrw), denen dieser Leitfaden durch das MWIKE kostenlos zur Verfügung gestellt werden soll.

Inhaltsverzeichnis

Teil 1 Einleitung	5
A. Zielstellungen der Landesregierung Nordrhein-Westfalen	5
B. Gegenstand und Rechtsquellen dieses Leitfadens	5
Teil 2 Vorbemerkungen	7
A. Zur Eigenschaft als Anlagenbetreiber	7
B. Realisierung von energierechtlichen Privilegierungen	8
C. Zum Begriff der „Kundenanlage“	9
I. Kundenanlage nach § 3 Nr. 24a EnWG	10
II. Kundenanlage nach § 3 Nr. 24b EnWG	12
Teil 3 Energierechtliche Rechte und Pflichten	13
A. Verbrauch von PV-Strom „ <i>hinter</i> “ dem Netzverknüpfungspunkt	13
I. EEG-Umlage	13
II. Netzzumlagen und Netzentgelte	13
III. Stromsteuer	14
1) Strom aus Anlagen größer 2 MW	14
2) Strom aus „ <i>kleinen Anlagen</i> “	14
3) Anlagenverklammerung nach § 12b Abs. 1 und 2 StromStV	16
4) Zwischenergebnis und Hinweis	19
5) „ <i>Versorger</i> “ im Sinne des Stromsteuerrechts	19
IV. Konzessionsabgabe	20
V. Exkurs: Messtechnische Strommengenerfassung und -abgrenzung	21
1) Grundsätze	21
2) Begrenzung der KWK-Umlage und Offshore-Netzzumlage	22
3) Begrenzung der § 19 StromNEV-Umlage	24
VI. Zwischenergebnis	24
B. Zuschlagszahlungen für in das Netz eingespeiste Strommengen	25
I. Marktprämie	26
II. Einspeisevergütung	28
III. Der „ <i>anzulegende Wert</i> “ und Novellierung des EEG 2023	29
IV. Mieterstromzuschlag	30
1) Vorgaben nach dem EEG	30
2) Vorgaben nach dem EnWG	32

14.09.2022

V. Sonstige Direktvermarktung	33
VI. Erstmalige Zuordnung zu und Wechsel der Veräußerungsform	33
Teil 4 Sonstige energierechtliche Aspekte	33
A. Netzanschluss	33
B. Technische Vorgaben	34
I. Technische Vorgaben nach § 9 EEG 2021	34
II. Technische Vorgaben nach § 10b EEG	35
C. Zertifizierung von PV-Anlagen	35
Teil 5 Mögliche Betreibermodelle	37
I. Modell 1: Eigenversorgung	37
II. Modell 2: Eigenversorgung mit Drittbelieferung	38
III. Modell 3: Volleinspeisung	39
IV. Modell 4: Verpachtung der Dachflächen	39
V. Kombination der Betreibermodelle	39
Teil 6 Checkliste	41
A. Einmalige Pflichten	42
B. Wiederkehrende/kontinuierliche Pflichten	43
C. Technische Pflichten	44
D. Zusätzliche Meldepflichten nur bei Zuschlagszahlungen nach dem EEG	44

Teil 1 Einleitung

Dieser Leitfaden wurde unter Einhaltung größtmöglicher Sorgfalt erstellt. Die Darstellungen in diesem Leitfaden können aber keinesfalls eine individuelle Rechtsberatung ersetzen. Insofern sind in jedem Einzelfall Besonderheiten zu beachten, die im Folgenden nicht im vollen Umfang dargestellt werden können. Zudem behandelt dieser Leitfaden lediglich energierechtliche Aspekte; darüberhinausgehende Aspekte, die im Rahmen der Errichtung und/oder des Betriebs von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) relevant sein können, z. B. steuer- oder bauplanungsrechtliche Fragestellungen, sind nicht Gegenstand dieses Leitfadens.

A. Zielstellungen der Landesregierung Nordrhein-Westfalen

Die Landesregierung Nordrhein-Westfalen hat sich zum Ziel gesetzt, die installierte Leistung von Photovoltaik bis 2030 auf mindestens 18 GW gegenüber 2020 mehr als zu verdreifachen, wenn möglich bis auf 24 GW zu vervierfachen. Für das Erreichen dieses Ziels bieten Gewerbedächer bedeutende Potenziale zur Ausstattung dieser Fläche mit PV-Anlagen.

Vor diesem Hintergrund hat das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (nachfolgend: **MWIKE**) mit Unterstützung der IHK NRW, des Landesverbands Erneuerbare Energien NRW, den Handwerkskammern sowie der NRW.Energy4Climate die Kampagne „Mehr Photovoltaik auf Gewerbedächern“ ins Leben gerufen.

Im Zuge dieser Kampagne sollen Gewerbetreibende mit ausführlichen und branchenspezifischen Informationsangeboten, dem Austausch mit Best-Practice-Unternehmen sowie nützlichen und intuitiven Tools bei der Realisierung Ihres PV-Vorhabens unterstützt werden.

B. Gegenstand und Rechtsquellen dieses Leitfadens

Das MWIKE hat die Becker Büttner Held Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbH (BBH) mit der Erstellung eines Leitfadens beauftragt, der einen Überblick der maßgeblichen energierechtlichen Vorgaben im Zusammenhang mit der Errichtung und dem Betrieb von PV-Anlagen auf Dachflächen bieten soll. Zugleich soll dieser Leitfaden eine Checkliste der wesentlichen Arbeitsschritte aus Sicht von Gewerbetreibenden beinhalten, die eine PV-Anlage auf Dachflächen installieren wollen.

14.09.2022

Ein Schwerpunkt dieses Leitfadens liegt auf der Darstellung der formalen Arbeitsschritte, die aufgrund der maßgeblichen energierechtlichen Regelwerke bei Errichtung und Betrieb von PV-Anlagen aus Sicht von Gewerbetreibenden zu beachten sind. Insofern sind gegenwärtig insbesondere das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)¹, das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021)², das Strom- und Energiesteuergesetz (StromStG³ und EnergieStG⁴), das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)⁵, die Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen (NELEV)⁶ und die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)⁷ relevant. Darüber hinaus findet sich ein weiterer Schwerpunkt bei der Beleuchtung möglicher Betriebs-/Nutzungskonzepte (Volleinspeisung, Eigenstromverbrauch, Eigenstromverbrauch mit Direktstromlieferung, Pachtmodelle etc.) sowie der damit konkret verbundenen Rechte und Pflichten.

Bei der Erstellung dieses Leitfadens wurde die seit September 2022 geltende Rechtslage zugrunde gelegt. Zudem wird auch das seitens des Bundestages und des Bundesrates verabschiedete sog. „Osterpaket“⁸ berücksichtigt, das u. a. die Einführung eines Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG; ursprünglich noch als Energie-Umlagen-Gesetz (EnUG) bezeichnet) und Novellierung des EEG 2023 zum Gegenstand hat.

Neben den vorstehend aufgeführten gesetzlichen Vorgaben wurden ferner die Aussagen der im energierechtlichen Kontext maßgeblichen Behörden und Akteure berücksichtigt; diese sind vor allem die folgenden:

¹ Energiewirtschaftsgesetz vom 07. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1325) geändert worden ist.

² Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1353) geändert worden ist.

³ Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 30. März 2021 (BGBl. I S. 607) geändert worden ist.

⁴ Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 24. Mai 2022 (BGBl. I S. 810) geändert worden ist.

⁵ Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 17 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist.

⁶ Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung vom 12. Juni 2017 (BGBl. I S. 1651), die durch Artikel 5a des Gesetzes vom 19. Juli 2022 (BGBl. I S. 1214) geändert worden ist.

⁷ Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist.

⁸ „Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“ (sog. „Osterpaket“), BR-Drs. 315/22.

- die Gesetzesbegründungen zum sog. „*Energiesammelgesetz*“⁹ und dort zu den derzeit in §§ 62a, 62b EEG 2021 geregelten Vorgaben, zum „*EEG-Entlastungsgesetz*“¹⁰ sowie zum bereits benannten „*Osterpaket*“¹¹;
- die Rechtsauffassung und Ausführungen der Bundesnetzagentur (nachfolgend: **BNetzA**), insbesondere nach dem „*Leitfaden zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten*“ (Stand: **08.10.2020**) sowie dem „*Leitfaden zur Eigenversorgung*“ (Stand: **11.07.2016**);
- die Rechtsauffassung und Ausführungen der Generalzolldirektion (nachfolgend: **GZD**), insbesondere auf Grundlage des Schreibens „*Informationen zum Gesetz zur Neuregelung von Stromsteuerbefreiungen sowie zur Änderung energiesteuerrechtlicher Vorschriften vom 22. Juni 2019 (BGBl. I S. 856)*“ (Stand: **17.07.2019**).

Auf die anschließenden Vorbemerkungen (**dazu unter Teil 2**) folgen ein Überblick zu den energierechtlichen Rechten und Pflichten (dazu unter **Teil 3**), eine Übertragung der wesentlichen energierechtlichen Eckpunkte auf die verschiedenen Betreibermodelle (**dazu unter Teil 5**) sowie abschließend eine Checkliste für Anlagenbetreiber hinsichtlich der bei Errichtung und Betrieb von PV-Anlagen maßgeblichen Rechte und Pflichten im energierechtlichen Kontext (**dazu unter Teil 6**). Im Einzelnen:

Teil 2 Vorbemerkungen

A. Zur Eigenschaft als Anlagenbetreiber

Bei der Errichtung und dem Betrieb von PV-Anlagen sind verschiedene energierechtliche Pflichten zu beachten. Diese Pflichten obliegen grundsätzlich dem jeweiligen „*Anlagenbetreiber*“. Anlagenbetreiber ist gemäß § 3 Nr. 2 EEG 2021 derjenige, der – unabhängig vom Eigentum – die jeweilige Anlage für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nutzt.

Die entsprechende Zuordnung der Betreibereigenschaft richtet sich nach den Aussagen des Gesetzgebers in den Gesetzgebungsmaterialien zum EEG sowie der Bundesnetzagentur im „*Leitfaden zur Eigenversorgung*“¹² danach, wer

⁹ „*Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften*“, BT-Drs. 19/5523, S. 80 ff.

¹⁰ „*Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher*“, BT-Drs. 20/1025.

¹¹ BT-Drs. 20/1630 und BT-Drs. 20/2642.

¹² BNetzA, „*Leitfaden zur Eigenversorgung*“, Stand: 11.07.2016, S. 22.

1. die tatsächliche Herrschaft über die Anlage ausübt,
2. ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt und
3. das wirtschaftliche Risiko trägt.

In der Regel wird eine PV-Anlage von ihrem Eigentümer betrieben. Die Betreibereigenschaft erfordert aber nicht zwingend, Eigentümer der PV-Anlage zu sein. Auch in Konstellationen, wie etwa bei Miet- oder Pachtverhältnissen, in denen der Mieter oder Pächter kein Eigentum, sondern ein Nutzungsrecht an der PV-Anlage hat, kann dieser nach den vorstehenden Kriterien Anlagenbetreiber sein. Diejenige Person, die Anlagenbetreiber nach diesen Kriterien ist, könnte sich wiederum eines Dienstleisters als sog. „*technischen Betriebsführer*“ bedienen. Dies hätte nicht zwingend zur Folge, dass der jeweilige Dienstleister als „*Anlagenbetreiber*“ agieren würde. Diese Differenzierung zwischen „*Betriebsführung*“ und „*Betrieb*“ stellt die BNetzA in ihrem „*Leitfaden zur Eigenversorgung*“ wie folgt dar¹³:

„Der Einsatz von Betriebsführern als Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen verändert den Status als Betreiber der Stromerzeugungsanlage nicht, solange gewährleistet bleibt, dass die oben benannten objektiven Kriterien auch beim Einsatz dieser Hilfspersonen weiterhin alleine in seiner Person erfüllt sind.“

Demzufolge müsste im Falle von dementsprechenden vertraglichen Verhältnissen zwischen mehreren Personen geprüft bzw. beachtet werden, welcher Person die Betreibereigenschaft zuzuordnen ist.

B. Realisierung von energierechtlichen Privilegierungen

Neben den verschiedenen Pflichten können mit Blick auf den Betrieb von PV-Anlagen auch Privilegierungen im energierechtlichen Kontext beansprucht werden. Dies gilt sowohl für Strommengen, die in einer PV-Anlage erzeugt und zur Deckung des Strombedarfs innerhalb einer Kundenanlage im Sinne des § 3 Nr. 24a bzw. 24b EnWG verwendet werden (**dazu unter Teil 3A.; zum Begriff der „Kundenanlage“ im Rahmen dieser Vorbemerkungen unter C.**), als auch für (überschüssige) PV-Strommengen, die in das vorgelagerte Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden (**dazu unter Teil 3B.**).

Vorab ist zur Differenzierung von selbst verbrauchten und an Dritte gelieferten Strommengen auf Grundlage des gegenwärtig geltenden EEG 2021 auf Folgendes hinzuweisen: Ein „*Selbstverbrauch*“ liegt nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes (nachfolgend: **BGH**) nur dann vor, wenn dieselbe (natürliche oder juristi-

¹³ BNetzA, „*Leitfaden zur Eigenversorgung*“, Stand: 11.07.2016, S. 23.

sche) Person sowohl Betreiber einer Stromerzeugungsanlage als auch Letztverbraucher des dort erzeugten Stroms ist. Letztverbraucher ist der jeweilige Betreiber der elektrischen Verbrauchsgeräte. Für die Bestimmung der Letztverbrauchereigenschaft kann grundsätzlich auf die oben bereits genannten Kriterien für die Bestimmung des „Anlagenbetreibers“ zurückgegriffen werden.

Soweit der in einer Anlage erzeugte Strom aber von Dritten – z. B. durch einen externen Kantinenbetreiber – verbraucht wird, liegt grundsätzlich eine Stromlieferung vor. Dies gilt z. B. auch im „Konzernverbund“ im Falle einer Stromweiterleitung an eine 100-prozentige Tochtergesellschaft und auch unabhängig von einer (Un-)Entgeltlichkeit der Lieferung.¹⁴

Diese Differenzierung wurde zuletzt dadurch entschärft, dass die EEG-Umlage mit Wirkung ab dem 01.07.2022 bis zum 31.12.2022 auf „Null“ gesenkt wurde (§ 60 Abs. 1a EEG 2021). Zudem wird mit dem sog. „Osterpaket“ die EEG-Umlage ab dem 01.01.2023 gänzlich entfallen. Dies betrifft vor allem solche Strommengen, die hinter dem Netzverknüpfungspunkt, d. h. im Ergebnis innerhalb einer Kundenanlage, erzeugt und verbraucht werden. Wird also in einer Kundenanlage Strom (in einer PV-Anlage) erzeugt und verbraucht, würde die EEG-Umlage ab dem 01.07.2022 0 Ct/kWh betragen, unabhängig davon, ob dieser Strom vom Anlagenbetreiber selbst oder von anderen Letztverbrauchern verbraucht werden sollte.

Zugleich sind im Zuge dieser Gesetzesänderungen die vormals mit einer „Eigenversorgung“ bzw. Stromlieferung nach dem EEG verbundenen Meldepflichten entfallen (§ 60 Abs. 1c EEG 2021). Allerdings bleibt eine Strommengenzuordnung und -abgrenzung nach den vorstehenden Betreiberkriterien in den Fällen weiterhin erforderlich, sofern Begrenzungen im Rahmen der Netzumlagen (KWK-Umlage, Offshore-Netzumlage und § 19 StromNEV-Umlage) realisiert werden sollten (**dazu unter Teil 3A.V.**).

C. Zum Begriff der „Kundenanlage“

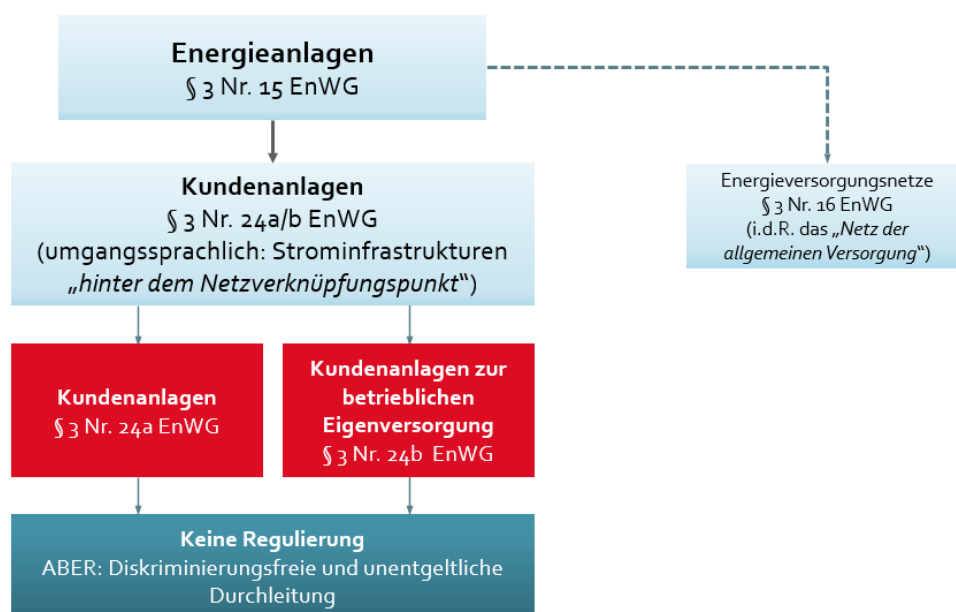
Ein Gewerbebetrieb wird in der Regel durch den Betrieb von Stromleitungen nicht zum Netzbetreiber. Er betreibt grundsätzlich eine sog. „Kundenanlage“. Dem Begriff der Kundenanlage steht begrifflich ein „Netz“ gegenüber; ein „Netz“ ist in erster Linie ein Netz der allgemeinen Versorgung, kann aber im Einzelfall ein geschlossenes Verteilernetz darstellen.

¹⁴ Sog. „strikte Personenidentität“; vgl. BGH, Urt. v. 06.05.2015, Az. VIII ZR 56/14.

14.09.2022

Der Begriff der „Kundenanlage“ leitet sich aus den Vorgaben gemäß § 3 Nr. 24a und § 24b EnWG ab. Das EnWG unterscheidet insofern zwischen drei verschiedenen Arten von Strominfrastrukturen (gesetzlich auch als „**Energieanlagen**“ bezeichnet) und knüpft an den jeweiligen Anlagenstatus unterschiedlich ausgeprägte regulatorische Pflichten. Neben den Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung (§ 3 Nr. 17 EnWG), sonstigen Energieversorgungsnetzen (§ 3 Nr. 16 EnWG) und den geschlossenen Verteilernetzen (§ 110 EnWG) normiert das EnWG ausdrücklich auch Kundenanlagen (§ 3 Nr. 24a und 24b EnWG).

Damit gilt folgende Einstufung von Stromleitungen, d. h. „**Energieanlagen**“ zur Fortleitung oder Abgabe von Strom, auf Grundlage des EnWG:



Sowohl die Einstufung der Strominfrastrukturen als eine „*allgemeine*“ Kundenanlage nach § 3 Nr. 24a EnWG als auch als eine Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung nach § 3 Nr. 24b EnWG bewirkt, dass der jeweilige Infrastrukturbetreiber hinsichtlich der betroffenen Areale von den Regulierungsvorgaben des EnWG vollständig freigestellt ist. Zugleich liegt im Falle des Kundenanlagenstatus gerade kein „Netz“ vor, das für die Durchleitung von PV-Strom genutzt werden sollte.

I. Kundenanlage nach § 3 Nr. 24a EnWG

Eine „*allgemeine*“ Kundenanlage nach § 3 Nr. 24a EnWG liegt vor bei

„*Energieanlagen zur Abgabe von Energie,*

- a) *die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden,*
- b) *mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind,*
- c) *für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend sind und*
- d) *jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden“.*

Diese Kundenanlagenform ist insbesondere dadurch gekennzeichnet, dass ein zusammengehörendes Gebiet betroffen ist und die dort befindlichen Stromleitungen (= „Energieanlagen zur Abgabe von Energie“) für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Stromversorgung unbedeutend sind (sog. wettbewerbliche Unbedeutsamkeit). Nach der einschlägigen Rechtsprechung des BGH soll die wettbewerbliche Unbedeutsamkeit ohne Weiteres anzunehmen sein, wenn sich die betroffenen Stromleitungen nur über ein Gebäude bzw. ein Grundstück erstrecken.

Nach dem BGH soll bei stromseitigem Anschluss mehrerer Gebäude und/oder mehrerer Grundstücke eine wettbewerbliche Unbedeutsamkeit im Regelfall ausscheiden, wenn

1. „*mehrere hundert*“ Letztverbraucher angeschlossen sind (1. Kriterium),
2. die jährliche Menge an durchgeleiteter Energie die Schwelle von 1 GWh „*deutlich*“ überschreitet (2. Kriterium) und
3. die Anlage eine Fläche von „*deutlich*“ über 10.000 m² versorgt (3. Kriterium).¹⁵

Auf Grundlage der Entscheidungsgründe des vorbenannten BGH-Beschlusses scheidet der Status einer „*allgemeinen*“ Kundenanlage grundsätzlich dann aus, wenn schon zwei der vorbenannten Schwellenwerte überschritten werden (2:1). Denn dann bleibt die Energieanlage eben nicht „*in mehreren Punkten hinter den genannten Werten zurück*“.¹⁶

¹⁵ BGH, Beschl. v. 12.11.2019, Az. EnVR 65/18.

¹⁶ BGH, a. a. O., Rn. 32.

II. Kundenanlage nach § 3 Nr. 24b EnWG

Daneben definiert das EnWG in § 3 Nr. 24b EnWG eine „Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung“. Nach vorbenannter Legaldefinition sind dies

„Energieanlagen zur Abgabe von Energie,

- a) die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Betriebsgebiet befinden,
- b) mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind,
- c) fast ausschließlich dem betriebsnotwendigen Transport von Energie innerhalb des eigenen Unternehmens oder zu verbundenen Unternehmen oder fast ausschließlich dem der Bestimmung des Betriebs geschuldeten Abtransport in ein Energieversorgungsnetz dienen und
- d) jedermann zum Zwecke der Belieferung der an sie angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden“.

Im Unterschied zur „allgemeinen“ Kundenanlage kommt es für die Kundenanlagen-Variante nach § 3 Nr. 24b EnWG nicht auf eine „wettbewerbliche Unbedeutsamkeit“ an. Vielmehr müssten die betroffenen Strominfrastrukturen „fast ausschließlich“ dem betriebsnotwendigen Stromtransport innerhalb des eigenen Unternehmens oder von Unternehmen dienen, die mit dem eigenen Unternehmen verbunden sind.

In einem Positionspapier der BNetzA und der Regulierungsbehörden der Länder wird die Auffassung vertreten, dass der Anteil der an Dritte verteilten Energie an der Gesamtenergiemenge „im jährlichen Mittel regelmäßig in Abhängigkeit vom Einzelfall 5 % bis 10 % nicht überschreiten“ darf¹⁷. Diese bereits im Kalenderjahr 2012 vorherrschende und festgehaltene Rechtsauffassung hat mangels entgegenstehender Ausführungen oder Äußerungen der maßgeblichen Akteure weiterhin Bestand.

Vor diesem Hintergrund unterfallen in der Regel Strominfrastrukturen von kleinen und mittelständischen Unternehmen zumindest einer der vorstehenden Formen einer „Kundenanlage“, so dass die dort befindlichen Stromleitungen grundsätzlich nicht als reguliertes „Netz“ gelten.

Der Punkt, an dem ein Netz endet und eine Kundenanlage beginnt, wird begrifflich mit dem „Netzverknüpfungspunkt“ beschrieben und fällt oftmals mit den jeweiligen

¹⁷ „Positionspapier der Regulierungsbehörden der Länder und der Bundesnetzagentur zu geschlossenen Verteilernetzen gem. § 110 EnWG vom 23.02.2012“, S. 8.

Eigentumsgrenzen zusammen. Soweit also Strom innerhalb einer Kundenanlage erzeugt und verbraucht wird, spricht der Gesetzgeber teilweise auch (aus Netzbetreibersicht) von Stromerzeugungen/-verbräuchen „*hinter*“ dem Netzverknüpfungspunkt.

Teil 3 **Energierrechtliche Rechte und Pflichten**

A. **Verbrauch von PV-Strom „*hinter*“ dem Netzverknüpfungspunkt**

PV-Strommengen, die „*hinter*“ dem Netzverknüpfungspunkt erzeugt und verbraucht werden, sind im Vergleich zu Strommengen, die aus dem Netz entnommen werden, mit keinen bzw. allenfalls geringfügigen Abgaben und Umlagen belastet. Der Begriff des Netzverknüpfungspunkts – auch als Netzanschluss bezeichnet – bezeichnet die technische Anbindung an das vorgelagerte Netz und ist die der Kundenanlage am nächsten gelegene Stelle, an welche die jeweilige Kundenanlage angeschlossen ist bzw. werden kann. Die vorstehende Beschreibung („*hinter dem Netzverknüpfungspunkt*“) erfasst somit Stromerzeugung und -verbrauch innerhalb derselben „*Kundenanlage*“ eines Gewerbebetriebs.

I. **EEG-Umlage**

Mit dem in Kraft getretenen „*EEG-Entlastungsgesetz*“ und dem verabschiedeten „*Osterpaket*“ wurde die reguläre EEG-Umlage zunächst ab dem 01.07.2022 bis zum Jahresende auf „*Null*“ abgesenkt und sodann ab dem 01.01.2023 gänzlich abgeschafft. Die Wälzung der verbleibenden Umlagen im Stromsektor wird weitestgehend vereinheitlicht und in dem neuen Energiefinanzierungsgesetz (nachfolgend: **EnFG**) geregelt.

Infolge dieser gesetzlichen Änderungen fallen seit dem 01.07.2022 keine Umlagen mehr auf Eigenverbräuche und Direktbelieferungen hinter dem Netzverknüpfungspunkt an. Dies bedeutet, dass die EEG-Umlage auf die PV-Strommengen, die innerhalb der jeweiligen Kundenanlage verbraucht werden sollten, nunmehr vollständig entfällt, unabhängig von der Frage, welche Person konkret Anlagenbetreiber und Letztverbraucher der PV-Strommengen ist.

II. **Netzumlagen und Netzentgelte**

Bei Netzstrom fallen grundsätzlich Netzumlagen und Netzentgelte in vollem Umfang an. Sofern für die Durchleitung der PV-Strommengen bis zum Ort des Letztverbrauchs kein „*Netz*“ genutzt werden sollte, würden in der Folge auch keine Netzentgelte auf diese Strommengen anfallen. Dies gilt entsprechend mit Blick auf die

Entstehung von Netzzumlagen (KWK-Umlage, Offshore-Netzzumlage, § 19 Strom-NEV-Umlage, AbLaV-Umlage), da diese Umlagen wiederum die Nutzung eines „Netzes“ voraussetzen. Im Ergebnis entfallen auf die PV-Strommengen, die innerhalb der jeweiligen Kundenanlage verbraucht oder in das vorgelagerte Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden, sowohl die Netzentgelte als auch die Netzzumlagen vollständig. Dies gilt auch unabhängig davon, welche Person die PV-Anlage im Einzelfall betreibt.

III. Stromsteuer

Bei Netzstrom fällt grundsätzlich auch die Stromsteuer in vollem Umfang an. Zudem ist grundsätzlich auch für Strom, der selbst verbraucht oder geliefert wird, die reguläre Stromsteuer zu entrichten. Insofern sieht das Stromsteuerrecht jedoch Ausnahmetatbestände vor, die auch im Rahmen von PV-Strommengen in Betracht kommen.

1) Strom aus Anlagen größer 2 MW

Zunächst regelt § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG die folgende Stromsteuerbefreiung bei Strom aus erneuerbaren Energieträgern:

„Von der Steuer ist befreit [...] Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als zwei Megawatt aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt und vom Betreiber der Anlage am Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch entnommen wird“.

Nach dieser Ausnahmenvorschrift ist somit eine Stromsteuerbefreiung für Strom aus erneuerbaren Energieträgern – hier PV-Anlagen – mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als 2 MW möglich. Allerdings erstreckt sich diese Begünstigung lediglich auf den „Selbstverbrauch“ des jeweiligen PV-Stroms und erfasst nur solche Stromverbräuche am Ort der Erzeugung. Dies bedeutet insbesondere, dass Stromverbräuche Dritter – im Leistungssegment oberhalb von 2 MW – nicht privilegiert sind und infolgedessen auch von den vom Anlagenbetreiber selbst verbrauchten Strommengen abzugrenzen sind, wenn die Privilegierung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG in Anspruch genommen wird.

2) Strom aus „kleinen Anlagen“

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG ist ferner Strom von der Stromsteuer befreit, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW aus erneuerbaren Energieträgern (z. B. PV-Anlagen) oder in hocheffizienten KWK-Anlagen erzeugt wird und

- „a) vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder
- b) von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen.“

Dies verdeutlicht, dass in dem Leistungssegment bis zu 2 MW dem Grunde nach keine Differenzierung dahingehend erforderlich ist, welche Person den PV-Strom im Einzelfall verbraucht hat. Hinsichtlich dieser Stromsteuerbefreiung sind die nachfolgend genannten Voraussetzungen zu beachten, die im Einzelfall geprüft werden müssten:

- Die Voraussetzung einer Entnahme des Stroms im „*räumlichen Zusammenhang*“ ist nach § 12b Abs. 5 StromStV nur in einem Radius von bis zu 4,5 km um die jeweilige PV-Anlage gewahrt.
- Weiter ist nach § 12b Abs. 4 Satz 1 StromStV Voraussetzung im Falle einer Leistung an Letztverbraucher durch denjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, dass an dieser Leistungsbeziehung keine weiteren Personen beteiligt sind.
- Zudem ist nach § 9 Abs. 4 StromStG grundsätzlich eine förmliche Einzelerlaubnis des zuständigen Hauptzollamts für denjenigen erforderlich, der gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG Strom stromsteuerbefreit entnehmen/leisten will. Verzichtet werden kann auf diese förmliche Erlaubnis nach § 10 Abs. 2 Nr. 1 StromStV nur, sofern der Strom in PV-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 1 MW erzeugt wird; in diesem Fall gilt die stromsteuerfreie Entnahme als „*allgemein erlaubt*“.
- Schließlich ist nach § 11a StromStV zur Sicherstellung der Zeitgleichheit die erzeugte und die entnommene Strommenge in geeigneter Form zu messen, z. B. durch eine viertelstündige registrierende Lastgangmessung, es sei denn, es kann auf andere Weise nachgewiesen werden, dass Erzeugung und Entnahme des Stroms zeitgleich erfolgen.

Soweit die vorbenannte 2 MW-Grenze überschritten werden sollte, wäre allenfalls eine Stromsteuerbefreiung unter den deutlich strengeren Anforderungen nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG möglich, wonach nur Strom von der Stromsteuer befreit wäre, der vom Anlagenbetreiber am jeweiligen „*Ort der Erzeugung*“ zum Selbstverbrauch entnommen wird; eine Drittbefreiung wäre demnach keinesfalls privilegiierungsfähig, sodass insoweit die reguläre Stromsteuer entrichtet werden müsste.

Hinweis zur Inanspruchnahme des Lieferkettenmodells: Wird der Mieterstromzuschlag nach § 21 Abs. 3 Satz 1 EEG 2021 im Rahmen des sog. „Lieferkettenmodells“ in Anspruch genommen (**dazu näher unter B.IV.**), ist eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG für den an die Mieter bzw. Letztverbraucher zum Verbrauch geleisteten Strom in vielen Fällen nicht (mehr) möglich. Insofern sieht das Stromsteuerrecht eine unmittelbare Leistungsbeziehung zwischen Anlagenbetreiber/Contractor und Letztverbraucher vor.

3) Anlagenverklammerung nach § 12b Abs. 1 und 2 StromStV

In der Praxis kann es sich als problematisch erweisen, ob die im Einzelfall betroffenen PV-Anlagen als (mehrere) eigenständige Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von weniger als 2 MW oder aber – bei entsprechender Ausstattung – in der Gesamtheit als *eine* Anlage mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als 2 MW angesehen werden müssten. Denn Voraussetzung einer Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG ist stets das Vorliegen einer „kleinen“ Anlage mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW.

Ob und unter welchen Voraussetzungen mehrere Anlagen als *eine* Anlage zu bewerten sind, richtet sich nach der Verklammerungsregelung in § 12b Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV)¹⁸. Zunächst regelt **§ 12b Abs. 1 StromStV** das Folgende:

„Mehrere unmittelbar miteinander verbundene Stromerzeugungseinheiten an einem Standort gelten als eine Anlage zur Stromerzeugung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 des Gesetzes. Als unmittelbar miteinander verbunden gelten insbesondere auch Anlagen in Modulbauweise, die sich im selben baulichen Objekt befinden.“

Demzufolge wären mehrere PV-Anlagen an einem Standort, d. h. grundsätzlich innerhalb derselben Kundenanlage, zu verklammern, wenn diese unmittelbar miteinander verbunden wären. Nach den Ausführungen der GZD im oben benannten Informationsschreiben können folgende Merkmale einen Hinweis auf das Vorhandensein *einer* Anlage geben, die aus unmittelbar miteinander verbundenen Einheiten besteht:¹⁹

1. gemeinsame Steuerung,
2. technisch verbunden und üblicherweise nur gemeinsam betrieben,

¹⁸ Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 31. Mai 2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt durch Artikel 6 der Verordnung vom 11. August 2021 (BGBl. I S. 3602) geändert worden ist.

¹⁹ GZD, „Informationen zum Gesetz zur Neuregelung von Stromsteuerbefreiungen sowie zur Änderung energiesteuerrechtlicher Vorschriften vom 22. Juni 2019 (BGBl. I S. 856)“, Stand: 17.07.2019, S. 8 f.

3. in Serie geschaltete Kleinanlagen,
4. keine getrennte Fahrweise der Einheiten möglich,
5. gemeinsame(r) Stromeinspeisestelle/-punkt,
6. gemeinsames Wärmenetz,
7. gemeinsame Kraft- oder Heizstoffversorgung,
8. gemeinsame Dampfversorgung, insbesondere über eine Dampfsammelschiene,
9. gemeinsame Abgas-/Rauchgasführung oder
10. gemeinsame Sicherheitseinrichtung.

Ferner regelt **§ 12b Abs. 2 StromStV** die Möglichkeit einer standortübergreifenden Verklammerung:

„Stromerzeugungseinheiten an unterschiedlichen Standorten gelten als eine Anlage zur Stromerzeugung nach § 9 Absatz 1 Nummer 3 des Gesetzes, sofern

1. *die einzelnen Stromerzeugungseinheiten zum Zweck der Stromerzeugung **zentral gesteuert** werden; dies ist insbesondere der Fall, wenn die einzelnen Stromerzeugungsanlagen nach § 36 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29. Juni 2015 (BGBl. I S. 1010) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung, fernsteuerbar sind, **und***
2. *der **erzeugte Strom zumindest teilweise in das Versorgungsnetz eingespeist** werden soll.“*

(Hervorhebung durch die Autoren)

Hiernach setzt eine Anlagenverklammerung folgende Voraussetzungen voraus: die Stromerzeugungseinheiten müssen „zentral gesteuert“ werden und es muss eine zumindest teilweise Einspeisung des erzeugten Stroms in das Versorgungsnetz erfolgen. Welche Voraussetzungen an eine „zentrale Steuerung“ aber im Einzelnen zu stellen sind, ergibt sich aus § 12b Abs. 2 StromStV jedoch nicht. Zudem ergeben sich aus den Gesetzesmaterialien – soweit ersichtlich – keine entsprechenden Anhaltspunkte.

Allerdings hat sich das Bundesministerium der Finanzen (nachfolgend: **BMF**) mit der Auslegung des Merkmals der zentralen Steuerung in einem Rundschreiben an die

Bundesfinanzdirektionen vom 30.03.2012 auseinandergesetzt und den Begriff näher zu bestimmen versucht.²⁰ Zur Bestimmung des Merkmals der zentralen Steuerung im Sinne von § 12b Abs. 2 StromStV führt das BMF allgemein aus:

*„Der Begriff der Steuerung im Sinne des § 12b Abs. 2 StromStV umfasst sowohl **Steuer- als auch Regelvorgänge im technischen Sinn**. Ein Steuervorgang ist ein Vorgang, bei dem eine oder mehrere Größen als Eingangsgrößen andere Größen als Ausgangsgrößen aufgrund der dem System eigentümlichen Gesetzmäßigkeiten beeinflussen. [...]. Ein Regelvorgang ist ein Vorgang, bei dem fortlaufend eine Größe, die Regelgröße (die zu regelnde Größe), erfasst, mit einer anderen Größe, der Führungsgröße, verglichen und im Sinne einer Angleichung an die Führungsgröße beeinflusst wird. [...]. **Eine zentrale Steuerung im Sinne des § 12b Abs. 2 StromStV liegt deshalb nicht vor**, wenn die Verknüpfung der Stromerzeugungseinheiten über eine zentrale Stelle lediglich zum **Zwecke der Überwachung** erfolgt. Eine Überwachung dient im Wesentlichen dazu, den ordnungsgemäßen und reibungslosen Betrieb der Stromerzeugungseinheiten zu gewährleisten und trägt u. a. dazu bei, Fehler und Störungen frühzeitig zu erkennen. Ebenfalls werden Fallgestaltungen, in denen die Stromerzeugungseinheiten hauptsächlich aus Gründen der **Aufrechterhaltung der Netzstabilität** (z. B. Spannungshaltung im Verteilnetz, Frequenzhaltung im Übertragungsnetz, Stromstärkeregelung) über eine zentrale Stelle miteinander verknüpft werden, nicht vom Begriff der zentralen Steuerung im Sinne des § 12b Abs. 2 StromStV erfasst. Gleiches gilt für **Maßnahmen des Netzbetreibers** nach § 11 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Ausweislich der Begründung zur Änderungsverordnung sollen durch die Regelung des § 12b Abs. 2 StromStV Fallgestaltungen erfasst werden, in denen eine zentrale Steuerung erfolgt, um im Ergebnis die Wirkung eines größeren Kraftwerkes zu erzielen. Eine zentrale Steuerung im Sinne dieser Vorschrift liegt deshalb nur dann vor, wenn die zentrale Steuerung darauf ausgerichtet ist, die Stromerzeugung der Stromerzeugungseinheiten zu steuern und in der Regel auch zu optimieren.“*

(Hervorhebung durch die Autoren)

Folglich geht das BMF in seinem Schreiben davon aus, dass bestimmte Steuerungsvorgänge nicht vom Begriff der zentralen Steuerung im Sinne von § 12b Abs. 2 StromStV erfasst sein sollen. Eine zentrale Steuerung soll zum einen nicht vorliegen, wenn die Verknüpfung der Stromerzeugungseinheiten zum Zwecke der Überwachung erfolgt. Darüber hinaus sollen jedoch nach Ansicht des BMF auch steuerungs-technische Verknüpfungen, die der Aufrechterhaltung der Netzstabilität dienen, nicht als zentrale Steuerung im Sinne von § 12b Abs. 2 StromStV zu verstehen sein.

²⁰ BMF, „Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG; Anlagenbegriff nach § 12b Abs. 2 StromStV“, Schreiben v. 30.03.2012, Gz. III B 6 – V 4250/05/10003 :004.

Ob eine „zentrale Steuerung“ nach Maßgabe dieser Betrachtungsweise vorliegen würde, kann nur anhand der tatsächlichen Gegebenheiten und nur im Einzelfall beurteilt werden.

Sofern nach diesen Kriterien eine „Anlagenverklammerung“ angenommen werden müsste, sind infolgedessen gemäß § 12b Abs. 3 StromStV die elektrischen Nennleistungen mehrerer Stromerzeugungseinheiten zusammenzuaddieren. Demnach könnten mehrere PV-Anlagen zu einer „virtuellen PV-Gesamtanlage“ verklammert werden mit der Folge, dass die Voraussetzungen des § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG nicht (mehr) vorliegen würden. In so einem Falle wäre eine Stromsteuerbefreiung gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG nur für den personenidentisch vom Anlagenbetreiber selbst verbrauchten PV-Strom möglich.

4) Zwischenergebnis und Hinweis

Für PV-Strom kann regelmäßig eine Stromsteuerbefreiung auf Grundlage des § 9 Abs. 1 Nr. 1 oder Nr. 3 StromStG realisiert werden. In der Praxis hängt eine Stromsteuerbefreiung nicht selten aber davon ab, ob eine „Anlagenverklammerung“ nach § 12b StromStV mit der damit möglichen Überschreitung der 2 MW-Grenze zur Anwendung käme und wer die PV-Anlagen betreiben sollte.

Wichtig ist, dass der Betreiberbegriff des StromStG nicht mit dem Betreiberbegriff des EEG identisch ist. Betreiber im Sinne des StromStG ist nach Auffassung der jeweils zuständigen Hauptzollämter die Person, welche die Anlage tatsächlich steuern kann. Dies wäre etwa bei Einbindung eines technischen Betriebsführers regelmäßig der jeweilige technische Betriebsführer. Auf eine wirtschaftliche Risikotragung kommt es an dieser Stelle nicht an.

5) „Versorger“ im Sinne des Stromsteuerrechts

Ein Anlagenbetreiber, der eigenerzeugten Strom an Dritte „leistet“, ist gemäß § 2 Nr. 1 StromStG dem Grunde nach „Versorger“ und benötigt grundsätzlich vor Aufnahme dieser Versorgung eine Erlaubnis des zuständigen Hauptzollamts (sog. „Versorgererlaubnis“). Ausnahmen vom Status als „Versorger“ ergeben sich aus § 1a Abs. 1a bis 7 StromStV. So lautet § 1a Abs. 1a StromStV etwa wie folgt:

*„Wer **ausschließlich** nach § 3 des Gesetzes zu versteuernden Strom bezieht und diesen **ausschließlich innerhalb einer Kundenanlage** leistet, gilt vorbehaltlich Satz 2 nicht als Versorger, sondern als Letztverbraucher im Sinne des § 5 Absatz 1 Satz 1 des Gesetzes. Satz 1 gilt nur dann, wenn ausschließlich von einem im Steuergebiet ansässigen Versorger bezogener Strom geleistet wird.“*

Für diejenigen, an die der Strom innerhalb der Kundenanlage geleistet wird, besteht weiterhin die Möglichkeit, einen Steuerentlastungsanspruch nach den §§ 9a bis 10 des Gesetzes sowie nach den §§ 12a und 14a geltend zu machen.“

(Hervorhebung durch die Autoren)

Nach dieser Regelung besteht eine Ausnahme vom Versorgerstatus, sofern „*ausschließlich*“ aus dem vorgelagerten Netz bezogener und damit zum Regelsteuersatz – derzeit 2,05 Cent/kWh – zu versteuernder Strom innerhalb einer Kundenanlage an Dritte geleistet wird.

Allerdings muss dabei auch das zum Ausdruck kommende „*Ausschließlichkeitskriterium*“ erfüllt sein, wonach die vollständige Befreiung vom Versorgerstatus nach § 1a Abs. 1a StromStV nur bei **ausschließlich** bezogenem und vollversteuerter Strom eingreifen kann. Sobald auch Strommengen aus eigener Erzeugung (z. B. durch den Betrieb von PV-Anlagen) an Dritte innerhalb einer Kundenanlage geleistet werden sollten, wäre das erforderliche „*Ausschließlichkeitskriterium*“ nicht mehr gewahrt; in diesem Fall würde – auch mit Blick auf die weiteren Regelungen des § 1a StromStV – eine vollständige Ausnahme vom „*Versorgerstatus*“ ausscheiden.

Sofern aber Dritte innerhalb einer Kundenanlage ausschließlich mit Strom aus PV-Anlagen bis zu 2 MW versorgt werden sollten, käme aber eine partielle Ausnahme vom Status als „*Versorger*“ gemäß § 1a Abs. 6 StromStV in Betracht. In diesem Fall wäre der Anlagenbetreiber nur für den selbst erzeugten und sodann geleisteten Strom Versorger und ansonsten als Letztverbraucher anzusehen (sog. „*eingeschränkter Versorger*“). In diesem Fall müsste der Anlagenbetreiber die Stromversorgung Dritter vor Aufnahme dieser Versorgung beim zuständigen Hauptzollamt lediglich anzeigen; § 2 Abs. 3 StromStV.

IV. Konzessionsabgabe

Bei Netzstrom fällt in der Regel auch die Konzessionsabgabe in vollem Umfang an. Mit Blick auf die innerhalb einer Kundenanlage erzeugten PV-Strommengen entfällt grundsätzlich auch die Konzessionsabgabe. Denn zur Durchleitung der PV-Strommengen, die innerhalb der jeweiligen Kundenanlage verbraucht oder in das vorgelagerte Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden, werden – im Gegensatz zu den „*üblichen*“ Netzstrommengen – grundsätzlich keine öffentlichen Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen genutzt, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom (und Gas) dienen.

Soweit ein Anlagenbetreiber energierechtliche Privilegierungen in Form von Umlagen- oder Abgabenbegrenzungen in Anspruch nimmt (z. B. die Besondere Ausgleichsregelungen) müssen die folgenden messtechnischen Grundsätze berücksichtigt werden.

V. Exkurs: Messtechnische Strommengenerfassung und -abgrenzung

Bei der Inanspruchnahme von Privilegierungen im Rahmen des Stromverbrauchs sind insbesondere die messtechnischen Vorgaben der §§ 62a, 62b EEG 2021 zu berücksichtigen, die auf Grund gesetzlicher Verweise auch im Rahmen der Netzumlagen Berücksichtigung finden und auch mit dem EEG 2023 bzw. EnFG dem Grunde fortgeführt werden.

1) Grundsätze

Hiernach gilt zunächst der Grundsatz, dass sämtliche umlagepflichtigen Strommengen mittels „**mess- und eichrechtskonformer Messeinrichtungen**“ erfasst werden müssen, § 62b Abs. 1 EEG 2021. Sofern ein privilegiertes Unternehmen auf dem eigenen Betriebsgelände Dritte mit Strom – entgeltlich oder unentgeltlich – beliefern sollte, sind diese Drittmengen grundsätzlich als voll umlagepflichtige Stromlieferungen zu behandeln und ebenso mittels mess- und eichrechtskonformer Messeinrichtungen abzugrenzen.

Drittmengen können nur dann als „*selbst verbrauchte*“ Strommengen betrachtet werden und müssten insofern nicht (messtechnisch) abgegrenzt werden, wenn und soweit diese unter die **Bagatellregelung** des § 62a EEG 2021 fallen. Dies ist jedoch nur dann möglich, wenn es sich um „*geringfügige*“ Stromverbräuche Dritter (grundsätzlich 3.500 kWh/a je Letztverbraucher) handelt, die üblicherweise und im Einzelfall nicht gesondert abgerechnet werden und in den eigenen Räumlichkeiten, auf dem eigenen Grundstück oder dem eigenen Betriebsgelände und im Fall einer gewerblichen Nutzung zur Erbringung einer Leistung der anderen Person gegenüber dem „*Privilegierten*“ oder des „*Privilegierten*“ gegenüber der anderen Person verbraucht werden.

Drittstrommengen, die auch nicht § 62a EEG 2021 unterfallen, sind entsprechend messtechnisch abzugrenzen. Seit dem 01.01.2022 ist nur noch im Ausnahmefall die Vornahme einer Schätzung von solchen Drittstrommengen unter den Voraussetzungen des § 62b Abs. 2 Nr. 2 EEG 2021 zulässig. Demnach ist eine Abgrenzung in Form einer sachgerechten und in einer für einen nicht sachverständigen Dritten jederzeit nachvollziehbaren **Schätzung** nur dann vorgesehen, wenn im Einzelfall eine

messtechnische Abgrenzung technisch unmöglich oder mit unververtretbarem Aufwand verbunden ist und die Anwendung des höchsten EEG-Umlagesatzes nicht wirtschaftlich zumutbar ist. Eine Verwendung von geeichten Messeinrichtungen ist zudem nicht erforderlich, wenn auf die gesamte Strommenge der jeweils innerhalb dieser Strommenge geltende höchste Umlagesatz angewendet wird; § 62b Abs. 2 Nr. 1 EEG 2021.

Des Weiteren ist in § 62b Abs. 5 EEG 2021 der sog. „Viertelstundenmaßstab“ angelegt, wonach bei Umlagenprivilegierungen grundsätzlich nur die in jedem Viertelstundenintervall aggregierten Strommengen als selbst erzeugt und selbst verbraucht betrachtet werden dürfen (gesetzlich als „Zeitgleichheit“ bezeichnet). Insofern ist dem Grunde nach ein Messkonzept erforderlich, das zur Abbildung der maßgeblichen Viertelstundenwerte geeignet ist. Die Feststellung der „Zeitgleichheit“ in diesem Sinne kann etwa durch eine registrierende Leistungsmessung (RLM), aber auch durch eine Zählerstandsgangmessung erfolgen.²¹ Lediglich in eng begrenzten Ausnahmefällen sei – so die BNetzA – die Ermittlung von Viertelstundenwerten auch unter Heranziehung von sachgerechten Standardlastprofilen (SLP) möglich.²²

Das Thema der Strommengenerfassung und -abgrenzung zur Inanspruchnahme eines Umlagenprivilegs hat insbesondere die Bundesnetzagentur in dem umfassenden und bereits benannten „Leitfaden zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten“ dargestellt. Wenngleich dieser zum EEG 2021 und speziell zur EEG-Umlage entwickelt wurde, finden die dort niedergelegten Grundsätze auch in der Zukunft grundsätzlich Anwendung.

2) Begrenzung der KWK-Umlage und Offshore-Netzumlage

Stromkostenintensive Unternehmen können für „selbst verbrauchte“ Strombezüge aus dem vorgelagerten Netz der allgemeinen Versorgung eine Begrenzung der KWK-Umlage und der Offshore-Netzumlage nach Maßgabe der Besonderen Ausgleichsregelung nach den §§ 63 ff. EEG 2021 realisieren.

Mit dem beschlossenen EnFG werden die Vorgaben der §§ 64 ff. EEG 2021 in die §§ 30 ff. EnFG überführt. In diesem Zusammenhang werden auch die vorstehenden Grundsätze zum Thema „Messen und Schätzen“ nach dem EEG 2021 übernommen (§§ 45, 46 EnFG). Bei der insofern erforderlichen Differenzierung zwischen „selbst

²¹ BNetzA, „Leitfaden zur Eigenversorgung“, Stand: 11.07.2016, S. 113; BNetzA „Leitfaden zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten“, Stand: 09.07.2019, S. 71.

²² BNetzA, „Leitfaden zur Eigenversorgung“, Stand: 11.07.2016, S. 113 f.; BNetzA „Leitfaden zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten“, Stand: 09.07.2019, S. 74.

verbrauchten“ sowie an Dritte weitergeleiteten Strommengen gelten folglich auch in der Zukunft die vorstehenden Grundsätze bei Umlagenbegrenzungen fort.

Allerdings sind auf Basis des verabschiedeten EnFG folgende Änderungen zu berücksichtigen: So werden die Vorgaben zum Zeitgleichheitserfordernis angepasst. Da es für die Umlagepflicht nach der neuen Umlageerhebungssystematik stets auf die Netzentnahme ankommt, soll in Fällen, in denen in Abhängigkeit von Verbrauchsmengen (eines bestimmten Letztverbrauchers oder in einer bestimmten Verbrauchseinrichtung) hinter der Entnahmestelle Umlageprivilegien in Anspruch genommen werden, nunmehr die Zeitgleichheit der Netzentnahme und des vom relevanten Letztverbraucher „selbst verbrauchten“ (privilegierten) Letztverbrauchs sicherzustellen sein. Eine messtechnische Sicherstellung (durch eine mess- und eichrechtskonforme Viertelstunden-Messung der Netzentnahme und des abgrenzungsbedürftigen Ist-Verbrauchs) ist jedoch auch nach der neuen Systematik nur dann erforderlich, wenn die Zeitgleichheit nicht schon anderweitig sichergestellt ist. Wenn z. B. alle Letztverbräuche innerhalb der Kundenanlage ausschließlich durch die Netzentnahmemengen an einer Entnahmestelle gedeckt werden (d. h. insbesondere nicht durch innerhalb der Kundenanlage erzeugte Strommengen oder durch Netzentnahmen eines anderen Netznutzers gedeckt werden können), dürfte dem Zeitgleichheitserfordernis bereits durch eine Arbeitszählung der Netzentnahme und der abgrenzungsbedürftigen Strommengen Genüge getan sein.²³

Folglich ist die Verwendung von „viertelstundenfähigen“ Messeinrichtungen grundsätzlich nur dann erforderlich, wenn eine Begrenzung der KWK- und Offshore-Netzumlage in Anspruch genommen wird und eine Eigenerzeugung innerhalb derselben Kundenanlage stattfinden soll.

Hinweis zur wirtschaftlichen Zumutbarkeit: Bei der wirtschaftlichen Zumutbarkeit der Installation von Messeinrichtungen ist die Summe der unmittelbar oder mittelbar – aufgrund einer entsprechenden Anwendung – nach dem EnFG erhobenen Umlagen in das Verhältnis zu setzen. Im Vergleich zur Rechtslage vor Inkrafttreten des „EEG-Entlastungsgesetzes“ ist bei der Prüfung des unvertretbaren Aufwands zur Umsetzung eines entsprechenden Messkonzepts zu berücksichtigen, dass die EEG-Umlage zum 01.07.2022 weggefallen ist. Hinsichtlich der Frage, ob ein entsprechend unvertretbarer Aufwand vorliegt, haben die Übertragungsnetzbetreiber ein Berechnungs-Tool veröffentlicht, das unter folgendem Link abrufbar ist: www.netztransparenz.de/EEG/Messen-und-Schaetzen.

²³ Vgl. BT-Drs. 20/1630, S. 229.

Mit Blick auf eine (zukünftige) Begrenzung der § 19 StromNEV-Umlage ist jedoch die Besonderheit zu beachten, dass das derzeit geltende Begrenzungsregime unverändert beibehalten und daher nicht im EnFG geregelt werden soll:

3) Begrenzung der § 19 StromNEV-Umlage

Die Reduktion der § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage erfolgt unabhängig von der Besonderen Ausgleichsregelung und richtet sich auch in Zukunft nach dem bisher bekannten Mechanismus, der in § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV beschrieben wird. Danach gilt:

*„Die Kosten nach den Sätzen 13 und 14 können als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf die Letztverbraucher umgelegt werden; die §§ 26, 28 und 30 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das durch Artikel 14 des Gesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034) geändert worden ist, sind entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass sich das Netzentgelt für **selbstverbrauchte Strombezüge, die über 1 Gigawattstunde hinausgehen**, an dieser Abnahmestelle höchstens um 0,05 Cent je Kilowattstunde und für **Unternehmen des produzierenden Gewerbes**, deren Stromkosten für selbstverbrauchten Strom im vorangegangenen Geschäftsjahr **4 Prozent des Umsatzes im Sinne von § 277 Absatz 1 des Handelsgesetzbuches** übersteigen, für die über 1 Gigawattstunde hinausgehenden selbstverbrauchten Strombezüge um höchstens 0,025 Cent je Kilowattstunde erhöhen.“*

(Hervorhebung durch die Autoren)

Wichtig ist in diesem Zusammenhang aber ebenfalls, dass die Stromverbräuche der „privilegierten“ Person von den Stromverbräuchen etwaiger Dritten abgegrenzt werden müssen. Insofern werden die aktuellen Vorgaben zum Thema „Messen und Schätzen“, die sich gegenwärtig in den §§ 62a, 62b EEG 2021 wiederfinden, weiter fortgeführt (§§ 45, 46 EnFG i. V. m. § 19 Abs. 2 Satz 16 StromNEV n.F.). Auch hier müsste zugleich der sog. „Viertelstundenmaßstab“ berücksichtigt werden, sofern „hinter“ dem Netzverknüpfungspunkt eine Eigenstromerzeugung erfolgen sollte.

VI. Zwischenergebnis

Im Ergebnis ist der in einer PV-Anlage erzeugte Strom, soweit dieser auch innerhalb einer Kundenanlage verbraucht werden sollte, dem Grunde nach mit den folgenden Umlagen und Abgaben belastet bzw. ist in folgender Weise im Vergleich zu den aus dem jeweils vorgelagerten Netz bezogenen Strommengen „privilegiert“:

Stromkostenbestandteil und „Privilegierung“	Netzstrom	PV-Strom
EEG-Umlage	Entfällt	Entfällt
Stromsteuer	Stromsteuer fällt grds. in vollem Umfang an.	Einzelfallbetrachtung (grds. Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG (nur „Selbstverbrauch“ am Ort der Erzeugung steuerbefreit) oder nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG (Strom aus „kleinen“ Anlagen) möglich, wobei hier eine Anlagenverklammerung i. R. d. Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG relevant sein könnte)
Netzentgelte	Netzentgelte fallen grds. in vollem Umfang an, soweit keine Netzentgeltprivilegierungen gemäß der StromNEV beansprucht werden.	Entfällt (Keine Nutzung eines „Netzes“ hinsichtlich der innerhalb einer Kundenanlage durchgeleiteten bzw. an Dritte verteilten Strommengen)
Netzumlagen <ul style="list-style-type: none"> • KWK-Umlage • § 19 StromNEV-Umlage • Offshore-Netzumlage • Umlage nach § 18 AbLaV 	Netzumlagen fallen grds. in vollem Umfang an, soweit keine Begrenzung der Netzumlagen beansprucht werden (z. B. nach der Besonderen Ausgleichsregelung oder nach § 19 Abs. 2 StromNEV).	Entfällt (Keine Nutzung eines „Netzes“ hinsichtlich der innerhalb einer Kundenanlage durchgeleiteten bzw. an Dritte verteilten Strommengen)
Konzessionsabgabe	Die Konzessionsabgabe fällt entsprechend der rechtlich vorgegebenen Höhe für Tarifkunden oder Sondervertragskunden an.	Entfällt (Keine Nutzung von öffentlichen Flächen hinsichtlich der innerhalb einer Kundenanlage durchgeleiteten bzw. an Dritte verteilten Strommengen)

Über die Vorteile dezentral erzeugten Stroms hinaus können für in PV-Anlagen erzeugte Strommengen verschiedene Arten einer Zuschlagszahlung nach dem EEG realisiert werden, die nicht vom Anlagenbetreiber selbst verbraucht werden. Dies gilt zum einen für Strommengen, die nicht innerhalb der jeweiligen Kundenanlage verbraucht werden, sondern (teilweise) in das vorgelagerte Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden, zum anderen aber auch für Strommengen, die innerhalb derselben Kundenanlage als sog. „Mieterstrom“ an Dritte geliefert werden. Dazu wie folgt:

B. Zuschlagszahlungen für in das Netz eingespeiste Strommengen

Eine Zuschlagszahlung für PV-Strommengen richtet sich nach den §§ 19 ff. EEG 2021, die auch – auf Grundlage des benannten „Osterpakets“ – mit dem verabschiedeten EEG 2023 weitestgehend unverändert übernommen werden. Die Möglichkeit hängt insbesondere von der installierten Anlagenleistung ab. Die folgenden

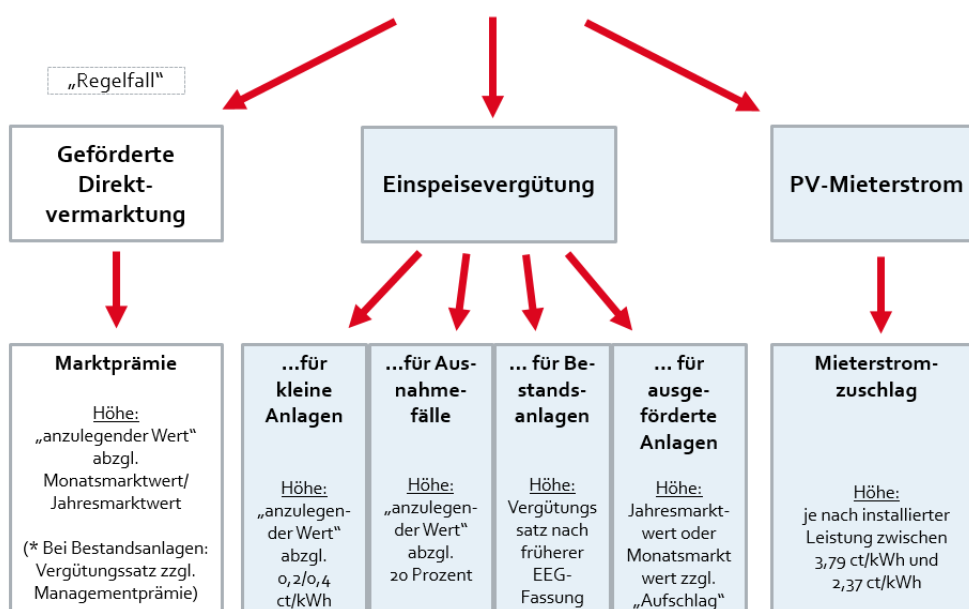
Ausführungen gelten grundsätzlich nur für Neuanlagen, d. h. PV-Anlagen, die unter dem EEG 2021 erstmalig in Betrieb genommen worden sind bzw. werden. Auf Bestandsanlagen können die Ausführungen nicht ohne Weiteres übertragen werden.

Die Grundlage eines EEG-Vergütungsanspruchs des Anlagenbetreibers findet sich in § 19 Abs. 1 EEG 2021. Diese Regelung lautet:

„Betreiber von Anlagen, in denen ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden, haben für den in diesen Anlagen erzeugten Strom gegen den Netzbetreiber einen Anspruch auf

1. *die Marktprämie nach § 20,*
2. *eine Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 Nummer 1, Nummer 2 oder Nummer 3 oder*
3. *einen Mieterstromzuschlag nach § 21 Absatz 3.“*

Dem Anlagenbetreiber stehen somit – neben der nicht geförderten sonstigen Direktvermarktung (§ 21a EEG 2021) – hinsichtlich einer Förderung von PV-Strom nach dem EEG drei Vergütungsvarianten zur Auswahl:



I. Marktprämie

Der Veräußerungsweg der **Marktprämie** (auch als „geförderte Direktvermarktung“ bezeichnet) gilt grundsätzlich für alle Anlagen, deren installierte elektrische Leistung **über 100 kW** liegt. Die Förderung in Form einer Marktprämie ist aber auch für kleinere Anlagen unter 100 kW möglich, wengleich für diese Anlagen dem Grunde

nach eine Einspeisevergütung nach § 21 EEG 2021 vorgesehen ist. Die rechtlichen Voraussetzungen einer Marktprämie ergeben sich im Wesentlichen aus der Regelung des § 20 EEG 2021, die wie folgt lautet:

„Der Anspruch auf die Zahlung der Marktprämie nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 besteht nur für Kalendermonate, in denen

- 1. der Strom direkt vermarktet wird,*
- 2. der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber das Recht einräumt, diesen Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, finanziert aus der EEG-Umlage“ zu kennzeichnen, und*
- 3. der Strom in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich bilanziert wird:*
 - a) Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, der in der Veräußerungsform der Marktprämie direkt vermarktet wird, oder*
 - b) Strom, der nicht unter Buchstabe a fällt und dessen Einstellung in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist.“*

Liegen die vorstehenden Voraussetzungen für eine Marktprämie vor, wird der eingespeiste Strom gemäß §§ 19 Abs. 1 Nr. 1, 20 EEG 2021 nach dem Marktprämienmodell vergütet. Mit der Marktprämie erhält der Anlagenbetreiber einen Zuschuss zu dem durch die Direktvermarktung erzielten Strompreis, der im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung höhere Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien abdecken soll. Die u. a. zur Realisierung einer Marktprämie zwingend erforderliche Direktvermarktung ist gemäß § 3 Nr. 16 EEG 2021 definiert als die

„Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte, es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet“.

Die Marktprämie wird entsprechend dem Verhältnis zwischen dem anzulegenden Wert und den durchschnittlichen Strombörsenpreisen (Marktwert) berechnet. Die Marktprämie stellt dabei die **Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem Marktwert** dar.

Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber eine „Direktvermarktung mit Marktprämie“ realisieren möchte, könnte der in den PV-Anlagen erzeugte und verkaufte Strom nicht als Grünstrom bewertet werden. Aufgrund der finanziellen Förderung könnte aus den PV-Anlagen nur „Graustrom“ erworben werden (sog. Doppelvermarktungsverbot). Nur wenn keine finanzielle Förderung nach dem EEG realisiert wird, kann der Strom aus den PV-Anlagen als echter „Grünstrom“ veräußert/bewertet werden (sonstige Direktvermarktung; § 21a EEG 2021).

Hinweis zur Bemessung der PV-Anlagenleistung: Grundsätzlich ist die Leistung einer einzelnen Stromerzeugungsanlage – in der Regel des Generators – maßgeblich, wobei im Falle von PV-Anlagen grundsätzlich jedes Modul als eine eigenständige Anlage gilt, § 3 Nr. 1 EEG 2021. Allerdings ist auch eine „Verklammerung“ der Leistung von mehreren Modulen möglich. Nach § 24 Abs. 1 Satz 1 EEG 2021 gilt:

„Mehrere Anlagen sind unabhängig von den Eigentumsverhältnissen zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs nach § 19 Absatz 1 und zur Bestimmung der Größe der Anlage nach § 21 Absatz 1 oder § 22 für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage anzusehen, wenn

1. *sie sich auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden,*
2. *sie Strom aus gleichartigen erneuerbaren Energien erzeugen,*
3. *für den in ihnen erzeugten Strom der Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung besteht und*
4. *sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.“*

Demnach kann – unter Einhaltung der weiteren Voraussetzungen – eine solche Verklammerung grundsätzlich nur im Falle von mehreren PV-Anlagen innerhalb derselben Kundenanlage stattfinden; im Übrigen ist aber im EEG eine anlagenspezifische Betrachtung angelegt, insbesondere mit Blick auf die installierte elektrische (Gesamt-)Leistung. Hingegen scheidet auf Grundlage des EEG 2021 eine „Anlagenverklammerung“ bereits dann aus, wenn sich die betroffenen PV-Anlagen nicht auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden würden. Diese Regelung wird auch mit dem EEG 2023 übernommen.

II. Einspeisevergütung

Die **Einspeisevergütung** nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 i. V. m. § 21 EEG 2021 erfasst grundsätzlich nur den Strom aus PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von **bis zu 100 kW**. Lediglich ausnahmsweise ist eine Einspeisevergütung bei PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW für eine Dauer von bis zu drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten und insgesamt bis zu sechs Kalendermonaten pro Kalenderjahr (Ausfallvergütung) möglich, § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2021. Der anzuliegende Wert ist im Rahmen einer Einspeisevergütung stets gesetzlich bestimmt. Ein Betreiber von Anlagen in diesem Leistungssegment kann wählen, ob er die Marktprämie oder die Einspeisevergütung geltend macht. Ein Wechsel zwischen den Vergütungsregimen ist nach den §§ 21b und 21c EEG 2021 monatlich möglich.

III. Der „anzulegende Wert“ und Novellierung des EEG 2023

Der **anzulegende Wert** für Strom aus PV-Anlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude angebracht sind, ergibt sich aus § 48 Abs. 2 EEG 2021. Hierbei bestimmt sich der anzulegende Wert wiederum nach der Größe der installierten Leistung. Mit dem im Juli 2022 von Bundestag und Bundesrat verabschiedeten „Osterpaket“ fließen mit Wirkung ab dem 01.01.2023 auch Änderungen hinsichtlich des vorstehenden Förderregimes in das novellierte EEG 2023 ein. So werden die gesetzlichen Rahmenbedingungen bei PV-Dachanlagen durch verschiedene Einzelmaßnahmen deutlich verbessert. Diese Maßnahmen sind insbesondere die folgenden:

- Große PV-Dachanlagen werden zwar weiterhin ausschließlich über Ausschreibungen gefördert. Allerdings wird der Schwellenwert in Bezug auf eine Pflicht zur Teilnahme an Ausschreibungsverfahren zur Inanspruchnahme einer Zuschlagszahlung nach dem EEG bei PV-Anlagen hinsichtlich der installierten Leistung von 750 kW auf 1.000 kW (= 1 MW) angehoben (§ 22 Abs. 2 Satz 2 EEG 2023).
- Die Degression der gesetzlich festgelegten Vergütungssätze findet erst ab dem 01.02.2024 und sodann nur alle 6 Monate statt (§ 49 EEG 2023).
- Die anzulegenden Werte für Strom aus PV-Anlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, werden zudem mit dem neuen § 48 Abs. 2 EEG 2023 angehoben. Die anzulegenden Werte betragen danach
 - bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 kW 8,60 Ct/kWh,
 - bis einschließlich einer installierten Leistung von 40 kW 7,50 Ct/kWh und
 - bis einschließlich einer installierten Leistung von 1 MW 6,20 Ct/kWh.
- Ferner wird verstärkt eine **vollständige** Einspeisung in das vorgelagerte Netz gefördert: Mit dem neuen § 48 Abs. 2a EEG 2023 werden die vorstehenden anzulegenden Werte nochmals erhöht, wenn der Anlagenbetreiber den gesamten in einem Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Strom mit Ausnahme des Stroms, der in der PV-Anlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom im technischen Sinn verbraucht wird, in das Netz eingespeist und dies dem Netzbetreiber im Jahr der Inbetriebnahme der Anlage vor der Inbetriebnahme und im Übrigen vor dem 01.12. des vorangegangenen Kalenderjahres in Textform mitgeteilt hat. Unter Anwendung der Verklammerungsregelung in § 24 EEG 2021/2023 erhöhen sich die anzulegenden Werte nach § 48 Abs. 2 EEG 2021 wie folgt:

14.09.2022

- bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 kW um 4,80 Ct/kWh,
- bis einschließlich einer installierten Leistung von 40 kW um 3,80 Ct/kWh,
- bis einschließlich einer installierten Leistung von 100 kW um 5,10 Ct/kWh,
- bis einschließlich einer installierten Leistung von 400 kW um 3,20 Ct/kWh und
- bis einschließlich einer installierten Leistung von 1 MW um 1,90 Ct/kWh.

Demzufolge könnte – bei vollständiger Netzeinspeisung – eine maximale Zuschlagszahlung in Höhe von 13,40 Ct/kWh realisiert werden. Die Einspeisung des geförderten PV-Stroms in das Netz muss der jeweilige Anlagenbetreiber (weiterhin) durch eine entsprechende mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtung sicherstellen.

Hinweis: § 19 Abs. 4 EEG 2023 sieht vor, dass ein EEG-Förderanspruch auf Basis von gesetzlich bestimmten Fördersätzen entfällt, wenn zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage der Anlagenbetreiber ein „Unternehmen in Schwierigkeiten“ ist oder offene Rückforderungsansprüche gegen den Anlagenbetreiber aufgrund eines Beschlusses der EU-Kommission zur Feststellung der Unzulässigkeit einer Beihilfe und ihrer Unvereinbarkeit mit dem europäischen Binnenmarkt bestehen.

IV. Mieterstromzuschlag

1) Vorgaben nach dem EEG

Daneben ist bei Betrieb von PV-Anlagen auch die Realisierung eines „Mieterstromzuschlags“ (Nr. 3) denkbar. Beim „Mieterstromzuschlag“ handelt es sich um eine spezielle Förderung nach dem EEG ausschließlich für Strom aus Solaranlagen. Die gesetzliche Grundlage des „Mieterstromzuschlags“ findet sich im Wesentlichen in § 21 Abs. 3 Satz 1 EEG 2021, der wie folgt lautet:

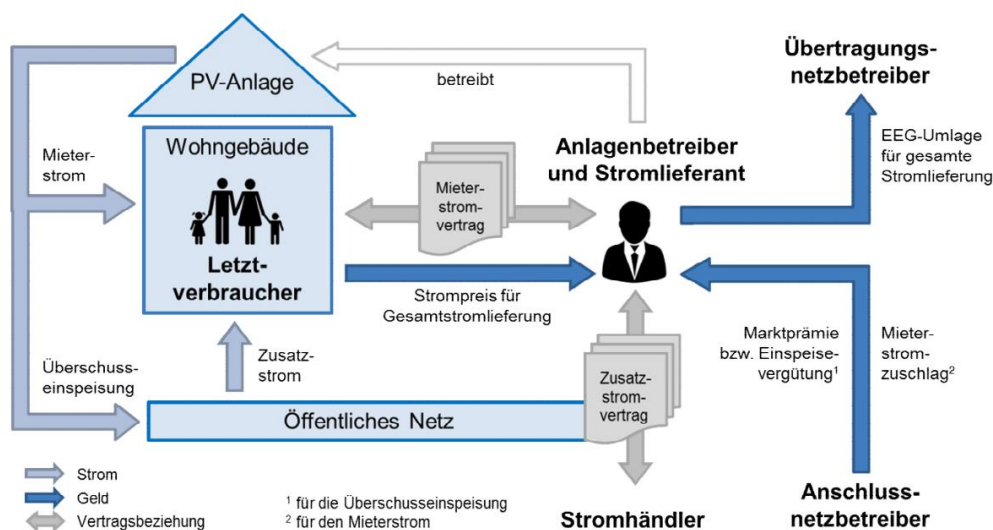
„Der Anspruch auf die Zahlung des Mieterstromzuschlags nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 besteht für Strom aus Solaranlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 100 Kilowatt, die auf, an oder in einem Wohngebäude installiert sind, soweit er von dem Anlagenbetreiber oder einem Dritten an einen Letztverbraucher geliefert und verbraucht worden ist

1. *innerhalb dieses Gebäudes oder in Wohngebäuden oder Nebenanlagen in demselben Quartier, in dem auch dieses Gebäude liegt, und*
2. *ohne Durchleitung durch ein Netz.*

14.09.2022

§ 3 Nummer 50 ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass mindestens 40 Prozent der Fläche des Gebäudes dem Wohnen dient. Im Fall der Nutzung eines Speichers besteht der Anspruch nach § 9 Absatz 1 Nummer 3 nicht für Strom, der in den Speicher eingespeist wird. Die Strommenge nach Satz 1 muss so genau ermittelt werden, wie es die Messtechnik zulässt, die nach dem Messstellenbetriebsgesetz zu verwenden ist“

Die folgende Abbildung der BNetzA veranschaulicht die grundsätzlichen Zusammenhänge und Verantwortlichkeiten bei der Inanspruchnahme des EEG-geförderten Mieterstromzuschlags²⁴, wobei zu berücksichtigen ist, dass die EEG-Umlage zum 01.01.2022 auf „Null“ gesenkt wurde und ab dem 01.01.2023 abgeschafft wird, im Ergebnis also weggefallen ist:



Voraussetzung eines Mieterstromzuschlags ist daher, dass die entsprechenden Strommengen in einer PV-Anlage mit einer installierten Leistung von insgesamt **bis zu 100 kW** an und in einem „Wohngebäude“ erzeugt werden. Ein „Wohngebäude“ ist jedes Gebäude, das nach seiner Zweckbestimmung überwiegend dem Wohnen dient, einschließlich Wohn-, Alten- und Pflegeheimen sowie ähnlichen Einrichtungen (§ 3 Nr. 50 EEG 2021), wobei im Rahmen des „Mieterstromzuschlags“ die entsprechenden Flächen des nur zu mindestens 40 Prozent dem Wohnen dienen müssen (§ 21 Abs. 3 Satz 2 EEG 2021).

Der dort erzeugte PV-Strom kann nach dem EEG 2021 aber nicht nur in demselben Gebäude oder Wohngebäuden bzw. Nebengebäuden im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang, sondern ausdrücklich auch „in demselben Quartier, in dem auch dieses Gebäude liegt“ verbraucht werden. Maßgeblich ist demnach, dass der PV-Strom

²⁴ BNetzA, „Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine Sonderform der EEG-Förderung – Version 1.1“, Hinweis 2017/3, Stand: April 2020, S. 4.

innerhalb des Quartiers, in dem das Gebäude mit der neuen PV-Anlage steht, nach den weiteren Voraussetzungen des Mieterstromzuschlags geliefert und verbraucht wird.

Die Beschränkung des EEG 2017 auf den „*unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit diesem Gebäude*“ wurde durch den Quartiersbezug abgelöst. Es bleibt jedoch zu beachten, dass auch bei der Belieferung von Letztverbrauchern innerhalb desselben „*Quartiers*“ die Nutzung eines Netzes für die allgemeine Versorgung gemäß § 3 Nr. 35 EEG 2021 die Zahlung des Mieterstromzuschlages ausschließt.

Hinweis zum Lieferkettenmodell: Der Anlagenbetreiber kann den Mieterstromzuschlag für den Strom aus einer neuen PV-Anlage auch erhalten, wenn er den Strom (ohne Netzeinspeisung) vor Ort an einen Dritten weitergibt, der diesen Strom wiederum nachweislich unter Einhaltung der Voraussetzungen des Mieterstromzuschlags an die teilnehmenden „*Mieterstromkunden*“ liefert. Es bedarf folglich keiner unmittelbaren Leistungsbeziehung zwischen PV-Anlagenbetreiber und Letztverbraucher (Mieter).

2) **Vorgaben nach dem EnWG**

Im Falle der Inanspruchnahme eines Mieterstromzuschlags sind zudem die Pflichten nach **§ 42a EnWG** an Mieterstromverträge einzuhalten. So sind in § 42a Abs. 2 bis 4 EnWG konkrete Vorgaben für den Vertrag über die Belieferung von Letztverbrauchern mit Mieterstrom aus PV-Anlagen enthalten: Gemäß § 42a Abs. 2 Satz 1, 2 EnWG darf der Mieterstromvertrag insbesondere kein Bestandteil eines Vertrags über die Miete von Wohnräumen sein. Ferner muss ein Mieterstromvertrag nach § 42a Abs. 2 Satz 6 EnWG u. a die umfassende Versorgung des Letztverbrauchers mit Strom auch für die Zeiten vorsehen, in denen kein Mieterstrom, also Strom aus der Erzeugungsanlage, geliefert werden kann.

Bei einer Beendigung des Vertrags über die Miete von Wohnräumen endet der Mieterstromvertrag, ohne dass es einer ausdrücklichen Kündigung bedarf, mit der Rückgabe der Wohnung (§ 42a Abs. 2 Satz 7 EnWG). Zudem ist eine die andere Vertragspartei länger als ein Jahr bindende Laufzeit des Mieterstromvertrages unwirksam.

Des Weiteren darf gemäß § 42a Abs. 4 EnWG der für den Mieterstrom und den zusätzlichen Strombezug nach § 42a Abs. 2 Satz 6 EnWG zu zahlende Preis 90 Prozent des in dem jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgungstarifs, auf Basis des Grund- und Arbeitspreises, nicht übersteigen. Anderenfalls erfolgt eine Herabsetzung auf den Preis, der diesem Höchstpreis entspricht (§ 42a Abs. 4 EnWG).

V. Sonstige Direktvermarktung

Ein Anlagenbetreiber hat aber auch das Recht, den in einer PV-Anlage erzeugten Strom ohne Inanspruchnahme einer Zuschlagszahlung direkt zu vermarkten (sonstige Direktvermarktung). Die sonstige Direktvermarktung im Sinne des § 21a EEG 2021 entspricht der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie), jedoch mit dem Unterschied, dass kein Anspruch auf Marktprämie gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber besteht.

Wirtschaftlich interessant kann die Zuordnung zur sonstigen Direktvermarktung dann sein, wenn für die Errichtung und den Betrieb der PV-Anlage öffentliche Fördermittel in Anspruch genommen werden sollen. Denn nach dem Kumulierungsverbot in § 80a EEG 2021 dürften Investitionszuschüsse durch den Bund, das Land oder ein Kreditinstitut, an dem der Bund oder das Land beteiligt sind, nur in sehr engen Grenzen neben Zahlungen nach dem EEG gewährt werden. Hierdurch soll eine beihilferechtswidrige Überförderung vermieden werden.

VI. Erstmalige Zuordnung zu und Wechsel der Veräußerungsform

Jede PV-Anlage muss – auch wenn keine EEG-Vergütung in Anspruch genommen wird – gegenüber dem zuständigen Anschlussnetzbetreiber einer Veräußerungsform des EEG zugeordnet werden (§ 21b Abs. 1 Satz 1 EEG 2021). Unter gewissen Umständen ist auch eine anteilige Zuordnung einer Anlage zu verschiedenen Veräußerungsformen möglich. Mit Blick auf die Zuordnung einer Anlage zu einer Veräußerungsform gelten die §§ 21b, 21c EEG 2021, wobei die auch Festlegungen der Bundesnetzagentur („*Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen (Strom) (MPES)*“) zu beachten sind.

Teil 4 Sonstige energierechtliche Aspekte

A. Netzanschluss

PV-Anlagen sind vom Netzbetreiber unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anschließen, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht dieses oder ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist (§ 8 Abs. 1 Satz 1 EEG 2021). Zu diesem Zwecke ist an den Netzbetreiber ein **Netzanschlussbegehren** zu richten. Das EEG 2021 verpflichtet den Netzbetreiber, das Netzanschlussbegehren innerhalb eines engen Zeitfensters zu bearbeiten, § 8 Abs. 5 und 6 EEG 2021. Rechtsverbindliche Einspeisezusagen erteilen Netzbetreiber im Regelfall erst, wenn die Anlage einspeisebereit ist, so dass

sich zu einem früheren Zeitpunkt erteilte Auskünfte hinsichtlich des Netzverknüpfungspunktes noch ändern können.

Sofern technisch mehrere Netzanschlussvarianten möglich sind, hat der Netzbetreiber in diesem Fall einen Variantenvergleich zur Ermittlung des gesetzlichen Netzverknüpfungspunktes anzustellen. Gegenüberzustellen sind dabei die voraussichtlichen gesamtwirtschaftlichen Kosten, und zwar unabhängig davon, ob diese auf Seiten des Anlagen- oder des Netzbetreibers anfallen. Es kann folglich sein, dass die gesamtwirtschaftlich günstigste Anschlussvariante eine ist, in der ein Großteil der Kosten durch den Anlagenbetreiber zu tragen sind.

Unter gewissen Voraussetzungen hat der Anlagenbetreiber aber das Recht, einen anderen Netzverknüpfungspunkt zu wählen, es sei denn, die daraus resultierenden Mehrkosten des Netzbetreibers sind nicht unerheblich (§ 8 Abs. 2 EEG 2021); der Netzbetreiber hat jedoch wiederum das Recht, einen anderen Verknüpfungspunkt zuzuweisen, es sei denn, die Abnahme des Stroms aus der betroffenen PV-Anlage wäre an diesem Verknüpfungspunkt nicht sichergestellt.

Die Netzanschlusskosten hat der Anlagenbetreiber zu tragen (§ 16 EEG 2021). Netzausbaukosten fallen hingegen dem Netzbetreiber zur Last (§ 17 EEG 2021).

B. Technische Vorgaben

I. Technische Vorgaben nach § 9 EEG 2021

Nach dem EEG 2021 sind Betreiber von PV-Anlagen größer als 25 kW verpflichtet, ab dem Zeitpunkt, zu dem das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (nachfolgend: **BSI**) die technische Möglichkeit hierfür feststellt, PV-Anlagen mit technischen Einrichtungen auszustatten, die notwendig sind, damit insbesondere der Netzbetreiber über ein Smart-Meter-Gateway (nachfolgend: **SMGW**) jederzeit die Ist-Einspeisung der Anlage abrufen und die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln kann (§ 9 Abs. 1 EEG 2021). Bei PV-Anlagen mit Leistung zwischen 7 und 25 kW sind Einrichtungen erforderlich, damit die Abrufung der Ist-Einspeisung per SMGW möglich ist; einer Fernsteuerbarkeit der Anlage bedarf es insoweit nicht (§ 9 Abs. 1a EEG 2021). Diese Verpflichtungen dienen im Wesentlichen dazu, dass der Netzbetreiber örtliche Ausfälle des Netzes oder kurzfristige Netzengpässe vermeiden kann.

Bis zur Marktverfügbarkeitserklärung des BSI, d. h. bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems (nachfolgend: **iMS**), gilt gemäß § 9 Abs. 2 EEG 2021 Folgendes: PV-Anlagen größer als 100 kW müssen die Fernsteuerbarkeit (wohl stufenweise) und die Abrufung der Ist-Einspeisung ermöglichen. Bei PV-Anlagen zwischen 25 und

14.09.2022

100 kW ist eine Fernsteuerbarkeit (wohl stufenweise) ausreichend. Bei PV-Anlagen kleiner als 25 kW ist entweder eine Fernsteuerbarkeit (wohl stufenweise) oder eine Begrenzung der Ist-Einspeisung auf 70 % der installierten Leistung erforderlich. Voraussichtlich werden Anlagen größer als 25 kW ab dem Einbau eines iMS entsprechend den Vorgaben der § 9 Abs. 1, Abs. 1a EEG 2021 nachzurüsten sein.

II. Technische Vorgaben nach § 10b EEG

PV-Anlagen in den Veräußerungsformen der geförderten (Marktprämie) oder sonstigen Direktvermarktung müssen ferner mit technischen Einrichtungen ausgestattet sein, damit insbesondere ein „Direktvermarkter“ (Direktvermarktungsunternehmen) jederzeit die Ist-Einspeisung der Anlage abrufen und sie ferngesteuert regeln kann (§ 10b Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2021). Bei mehreren PV-Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, ist eine gemeinsame technische Einrichtung ausreichend. Auch müssen Direktvermarktungsverträge entsprechende Befugnisse des „Direktvermarkters“ zur Nutzung dieser technischen Einrichtungen beinhalten; § 10b Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG 2021. Diese Pflichten müssen mit dem Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalendermonats erfüllt werden.

Nach Ablauf des ersten Kalendermonats nach der Marktverfügbarkeitserklärung des BSI müssen auch die Pflichten des Anlagenbetreibers nach § 10b Abs. 1 EEG 2021 über ein SMGW erfüllt werden (§ 10b Abs. 2 Satz 1 EEG 2021). Bis zur Marktverfügbarkeitserklärung gilt, dass Übertragungstechniken und Übertragungswege zur Abrufung der Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten Regelung der Einspeiseleistung verwendet werden können, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen und wirtschaftlich vertretbar sind. Auch können Anlagenbetreiber und „Direktvermarkter“ für PV-Anlagen mit einer Leistung von höchstens 100 kWp, die in Volleinspeisung betrieben werden, eine abweichende Regelung treffen; § 10b Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 EEG 2021.

C. Zertifizierung von PV-Anlagen

Seit dem 01.07.2017 regelt die Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung (nachfolgend: **NELEV**) ein Verfahren zum Nachweis der Einhaltung der allgemeinen technischen Mindestanforderungen von Erzeugungsanlagen und Speichern im Rahmen eines Betriebserlaubnisverfahrens nach Art. 29 der Verordnung (EU) 2016/631. Danach müssen Betreiber von Erzeugungsanlagen und Speicher bestimmter Leistungsklassen ein Nachweisdokument (Anlagenzertifikat) beim zuständigen Netzbetreiber vorlegen; § 2 NELEV. In einem Beschluss des Jahres 2018

hat die BNetzA die insofern maßgeblichen Leistungsklassen festgelegt²⁵. Nach diesem Beschluss gilt ein Schwellenwert hinsichtlich einer Pflicht zur Erstellung eines Anlagenzertifikats u. a. für Betreiber von PV-Anlagen mit einer installierten Leistung **ab 135 kW** (Stromerzeugungsanlagen des sog. Typs B).

Mit der Novellierung der NELEV mit Wirkung zum 30.07.2022 hat der Verordnungsgeber jedoch eine Möglichkeit zur Nachreichung eines solchen Anlagenzertifikats im Leistungssegment zwischen 135 kW und 950 kW geschaffen. So gilt nach § 2 Abs. 2b NELEV das Folgende:

„Hat der Betreiber der Erzeugungsanlage eine Zertifizierungsstelle zum Zwecke der Inbetriebnahme einer Erzeugungsanlage des Typs B mit einer maximalen Wirkleistung von bis zu 950 Kilowatt beauftragt, muss diese Zertifizierungsstelle auf Verlangen des Anlagenbetreibers das Anlagenzertifikat unter der Auflage ausstellen, dass der Betreiber der Anlage innerhalb von 18 Monaten ab Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit nach Ausstellung des Anlagenzertifikats die erforderlichen Nachweise vollständig im Sinne des Absatzes 1 einreicht. Das Anlagenzertifikat unter der Auflage nach Satz 1 darf bis einschließlich 31. Dezember 2025 ausgestellt werden und nur, wenn zum Zeitpunkt der Ausstellung entsprechend den allgemeinen technischen Mindestanforderungen nach § 19 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes folgende Anforderungen nachgewiesen sind:

- 1. gültige Einheitenzertifikate der zertifizierungspflichtigen Erzeugungseinheiten,*
- 2. die mit dem Netzbetreiber vereinbarten Leistungsangaben der Anschluss-Scheinleistung, der Wirkleistung jeweils für Einspeisung und Bezug sowie der installierten Wirkleistung,*
- 3. das Schutzkonzept, bestehend aus übergeordnetem Entkopplungsschutz, Entkopplungsschutz der Erzeugungseinheit, Eigenschutz der Erzeugungseinheit, und die Erfüllung der Vorgaben des Netzbetreibers und*
- 4. das Konzept zur Wirkleistungssteuerung des Netzsicherheitsmanagements und zur Blindleistungsregelung sowie deren Eignung zur Umsetzung der Vorgaben des Netzbetreibers.“*

Im Ergebnis hat ein Anlagenbetreiber nunmehr die Möglichkeit, die Zertifizierung von PV-Anlagen auch noch 18 Monate nach Inbetriebnahme nachzureichen.

Gemäß § 2 Abs. 2a NELEV besteht ein entsprechendes Nachweisdokument für Erzeugungsanlagen der Typen B (und C) im Sinne der Verordnung (EU) 2016/631 mindestens aus einem Anlagenzertifikat und einer Konformitätserklärung. Die Vorlage eines von einer Zertifizierungsstelle ausgestellten Anlagenzertifikats für Erzeugungsanlagen des Typs B gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber berechtigt

²⁵ BNetzA, Beschl. v. 24.04.2018, Az. BK6-16-166.

den Betreiber der Erzeugungsanlage zur vorläufigen Inbetriebnahme, soweit die oben aufgeführten Voraussetzungen nach § 2 Abs. 2b NELEV eingehalten werden. Nachfolgend sind die vorstehenden energierechtlichen Aspekte auf die verschiedenen und bei Betrieb von PV-Anlagen denkbaren Betreibermodelle übertragen.

Teil 5 Mögliche Betreibermodelle

Bei der Umsetzung einer dezentralen Stromerzeugung durch einen Gewerbebetrieb mittels PV-Anlagen kommen verschiedene Arten der Nutzung der PV-Anlage sowie der Verwendung des dort produzierten Stroms in Betracht. Die Auswahl des jeweiligen Betreibermodells hat sowohl Einfluss auf mögliche wirtschaftliche Vorteile als auch die einhergehenden energierechtlichen Pflichten. Im Wesentlichen kommen die folgenden Betreibermodelle in Betracht:

- Eigenversorgung; inkl. Überschusseinspeisung (Modell 1);
- Eigenversorgung mit Drittbelieferung; inkl. Überschusseinspeisung (Modell 2);
- Volleinspeisung (Modell 3);
- Verpachtung der Dachfläche (Modell 4).

Die nachfolgenden Ausführungen setzen grundsätzlich voraus, dass der Gewerbebetrieb auch Eigentümer der betroffenen Grundstücke, Gebäude und zugehörigen Flächen ist, auf denen die jeweilige PV-Anlage errichtet und betrieben werden soll. Errichtung und Betrieb von PV-Anlagen ist jedoch auch für Gebäudemietern möglich. Dies setzt allerdings entsprechende vertragliche Vereinbarungen zwischen den Mietparteien (insbesondere Miete/Nutzungsüberlassung der Dachfläche) voraus, sodass bereits vor Errichtung und Betrieb einer PV-Anlagen Kontakt mit dem Vermieter aufgenommen werden müsste.

I. Modell 1: Eigenversorgung

Zunächst besteht die Möglichkeit, dass ein Gewerbebetrieb eine PV-Anlage betreibt und den dort erzeugten Strom zur Deckung seines eigenen Bedarfs verwendet. Diese Nutzungsart wird im EEG 2021 dem Grunde nach als „Eigenversorgung“²⁶ bezeichnet. Die Abgrenzungsschwierigkeiten auf Grund der zum Teil sehr umstrittenen Voraussetzungen nach § 3 Nr. 19 EEG 2021 zur Umsetzung einer EEG-umlage-

²⁶ In § 3 Nr. 19 EEG 2021 ist der Begriff der „Eigenversorgung“ definiert als „der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt“.

privilegierten Eigenversorgung sind durch den Wegfall der EEG-Umlage obsolet geworden. Diese Nutzungsart setzt nicht zwingend voraus, dass der Anlagenbetreiber, hier ein Gewerbebetrieb, auch Eigentümer der jeweiligen PV-Anlage sein muss. Eine Eigenversorgung kann auch mittels Miete/Pacht einer PV-Anlage umgesetzt werden.

Soweit in der PV-Anlage zeitgleich mehr Strom erzeugt wird, als für die Deckung des Strombedarfs des Gewerbebetriebs erforderlich ist und mit diesem Strom auch keine Dritten versorgt werden können/sollen, ist der entsprechend überschüssige Strom in das vorgelagerte Netz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen (sog. „*Überschusseinspeisung*“).

Bei dieser Umsetzungsvariante sind für den Strom, der in den PV-Anlagen ab dem 01.07.2022 erzeugt wird, grundsätzlich keine Umlagen und Abgaben zu zahlen. So entfällt bereits die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage. Ferner entfallen für diese Strommengen die Netzentgelte, die mit den Netzentgelten gewälzten Netzumlagen sowie die Konzessionsabgabe. Auch eine Einsparung der Stromsteuer ist denkbar, wobei dies entscheidend von der Anlagengröße abhängt. Zudem ist mit Blick auf die (überschüssigen) Strommengen die Realisierung einer Zuschlagzahlung nach dem EEG (**Marktprämie, Einspeisevergütung oder sonstige Direktvermarktung**) möglich.

II. Modell 2: Eigenversorgung mit Drittbelieferung

Zudem ist es möglich, die für die Eigenversorgung nicht benötigten Strommengen mittels Direktlieferung ohne Netzdurchleitung, d. h. innerhalb derselben Kundenanlage, an andere natürliche oder juristische Personen zu liefern. Es ist ratsam, ein solches Lieferverhältnis über Strom stets im Rahmen eines Stromlieferungsvertrags zu regeln. Auch bei dieser Umsetzungsvariante gelten die vorstehenden Ausführungen entsprechend, so dass für den Strom, der in den PV-Anlagen ab dem 01.07.2022 erzeugt wird, weitestgehend keine Umlagen und Abgaben zu zahlen sind. Auch eine Einsparung der Stromsteuer wäre denkbar; dies hängt jedoch maßgeblich von der Anlagengröße ab. In dem Umfang von Drittbelieferungen in derselben Kundenanlage ist die Inanspruchnahme eines **Mieterstromzuschlags** möglich.

Soweit in der PV-Anlage zeitgleich mehr Strom erzeugt wird, als für die Deckung des Strombedarfs des Gewerbebetriebs und der Dritten erforderlich ist, ist der entsprechend überschüssige Strom wiederum in das vorgelagerte Netz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen (sog. „*Überschusseinspeisung*“). Auch hier kann für die überschüssigen Strommengen – je nach Anlagengröße – eine Zuschlagzahlung

nach dem EEG (**Marktprämie, Einspeisevergütung**) in Anspruch genommen werden oder diese Strommengen im Wege der **sonstigen Direktvermarktung** veräußert werden.

III. Modell 3: Volleinspeisung

Eine sog. „*Volleinspeisung*“ liegt dann vor, wenn der Anlagenbetreiber die erzeugten PV-Strommengen – physikalisch oder kaufmännisch-bilanziell – vollständig in das vorgelagerte Netz einspeist. Der Strombedarf innerhalb der Kundenanlage müsste in so einem Fall vollständig durch regulär umlagen- und abgabenbelasteten Strombezug aus dem vorgelagerten Netz gedeckt werden.

Bei dieser Umsetzungsvariante kann der zukünftige Betreiber der jeweiligen PV-Anlage eine finanzielle Förderung nach dem EEG (**Marktprämie, Einspeisevergütung oder sonstige Direktvermarktung**) verlangen. Der Umfang sowie die Form der Förderung wird von der Anlagengröße bestimmt.

IV. Modell 4: Verpachtung der Dachflächen

Schließlich kann der Gewerbebetrieb das Potential seiner Dachflächen für die PV-Stromerzeugung auch dadurch nutzen, indem er geeignete Dachflächen einem Dritten verpachtet, vermietet oder in sonstiger Weise zum Zwecke der Errichtung und des Betriebs einer PV-Anlage vertraglich überlässt. In diesem Fall würde der Dritte in der Regel als Anlagenbetreiber auftreten, so dass ihm die Erfüllung der hiermit verbundenen energierechtlichen Pflichten obliegen würde.

V. Kombination der Betreibermodelle

In der Praxis werden die dargestellten Betreibermodelle regelmäßig kombiniert. Insofern ist es etwa im Falle eines „*Selbstbetriebs*“ eines Gewerbebetriebs möglich, eine Eigenversorgung mit einer Überschussstromeinspeisung des nicht vollständig eigenverbrauchten Stroms zu kombinieren, sofern der selbst erzeugte Strom nicht zu 100 % in jeder Viertelstunde im Kalenderjahr selbst verbraucht werden kann.

Spiegelbildlich wäre es auch möglich, dass im Falle eines „*Fremdbetriebs*“ der PV-Strom (Verpachtung der Dachflächen an Dritte) nicht vollständig in das vorgelagerte Netz eingespeist wird, sondern teilweise an Letztverbraucher in der Liegenschaft – etwa an den Gewerbebetrieb – geliefert wird und nur hinsichtlich der Überschussstrommengen eine Zuschlagszahlung nach § 19 EEG 2021 realisiert wird.

Dies bedeutet, dass auch bei gleichzeitiger Inbetriebnahme von zwei unterschiedlichen PV-Anlagen jede einzelne PV-Anlage einer eigenen Veräußerungsform zugeordnet und/oder einzeln zur Eigenversorgung genutzt werden kann. So kann etwa der in einer PV-Anlage erzeugte Strom zur Inanspruchnahme einer Zuschlagszahlung nach dem EEG vollständig in das vorgelagerte Netz eingespeist werden (Volleinspeisung), wohingegen der in der anderen PV-Anlage erzeugte Strom grundsätzlich zur Eigenversorgung und Einspeisung der überschüssigen Strommengen genutzt werden kann; ein Anlagenbetreiber ist somit hinsichtlich der Nutzung des Stroms aus der jeweiligen Anlage grundsätzlich frei.

Hinweis zu Neuerungen im EEG 2023: Gemäß § 48 Abs. 2a Satz 2 EEG 2023 gilt folgende Neuregelung:

„§ 24 Absatz 1 Satz 1 ist zum Zweck der Ermittlung der Höhe des Anspruchs nach Satz 1 Nummer 1 bis 5 für den jeweils zuletzt in Betrieb genommenen Generator entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass ein Anlagenbetreiber abweichend von § 24 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 bestimmen kann, dass Solaranlagen, die innerhalb von weniger als zwölf aufeinander folgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen werden, nicht als eine Anlage, sondern als zwei Anlagen anzusehen sind, wenn

- 1. sie auf, an oder in demselben Gebäude angebracht sind,*
- 2. der Strom aus beiden Anlagen über jeweils eine eigene Messeinrichtung abgerechnet wird und*
- 3. der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber im Jahr der Inbetriebnahme der zweiten Anlage vor der Inbetriebnahme und im Übrigen vor dem 1. Dezember des vorangegangenen Kalenderjahres mitgeteilt hat, für welche der beiden Anlagen er den erhöhten anzulegenden Wert nach Satz 1 in Anspruch nehmen möchte; für Strom aus der anderen Anlage ist die Erhöhung des anzulegenden Wertes nach Satz 1 ausgeschlossen.“*

Nach dieser Regelung ist es nunmehr möglich, eine PV-Dachanlage zur Teileinspeisung zu nutzen sowie eine andere PV-Dachanlage zur Volleinspeisung zu verwenden, wenngleich sich beide Anlagen auf demselben Dach befinden und gleichzeitig angemeldet werden, ohne dabei eine „Verklammerung“ beider Anlagen zu einer Anlage zu bewirken. Die beiden PV-Anlagen gelten insofern (zu Gunsten eines höheren anzulegenden Werts; vgl. dazu Teil 3B.III) als zwei eigenständige Anlagen.

Voraussetzung hierfür ist neben der entsprechenden Anmeldung beim Netzbetreiber, dass der Strom aus beiden Anlagen über jeweils eine eigene Messeinrichtung abgerechnet wird.

Teil 6 Checkliste

Nachfolgend finden Sie eine Checkliste von energierechtlichen Rechten und Pflichten, die grundsätzlich vom Anlagenbetreiber²⁷ erfüllt werden müssen; die Neuerungen durch das sog. „Osterpaket“ sind farblich (blau) hervorgehoben.

²⁷ Anlagenbetreiber ist derjenige, der – unabhängig vom Eigentum – die jeweilige Anlage für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nutzt, § 3 Nr. 2 EEG 2021. Dies richtet sich nach den Aussagen des Gesetzgebers in den Gesetzgebungsmaterialien zum EEG (BT-Drs. 19/5523, S. 81 f.) sowie der Bundesnetzagentur im „Leitfaden zur Eigenversorgung“ (Stand: 11.07.2016, S. 22) danach, wer (1.) die tatsächliche Herrschaft über die Anlage ausübt, (2.) ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt und (3.) das wirtschaftliche Risiko trägt.

A. Einmalige Pflichten

I. Registrierung im Marktstammdatenregister			
Norm	Pflicht	Frist	Anmerkungen
§ 3 Abs. 1 Nr. 1, § 5 Abs. 1 und Abs. 5 MaStRV	Registrierung im Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur als „Marktakteur“ sowie Registrierung von PV-Anlagen	Innerhalb eines Monats nach Inbetriebnahme einer PV-Anlage	Nach der MaStRV ist grds. jede PV-Anlage innerhalb eines Monats nach der jeweiligen Inbetriebnahme im Marktstammdatenregister zu registrieren. Als Betreiber solcher Anlagen ist zudem eine Registrierung als „Betreiber von Einheiten“ grundsätzlich binnen eines Monats erforderlich. Änderungen, die die im Marktstammdatenregister eingetragenen Daten betreffen, sind ebenfalls innerhalb eines Monats dort zu registrieren. Weitere Informationen finden Sie hier: ↗ Marktstammdatenregister (Link) .
II. Anmeldung beim Anschlussnetzbetreiber			
§ 8 EEG 2021	Erklärung des Netzanschlussbegehrens gegenüber dem Netzbetreiber	Vor Inbetriebnahme einer PV-Anlage	Zum Zwecke der Einspeisung von überschüssigen PV-Strommengen in das Netz der allgemeinen Versorgung muss vom Anlagenbetreiber ein Netzanschlussbegehren gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber gestellt werden. Hierfür stellen die Netzbetreiber grundsätzlich eigene Formulare/Meldebögen zur Verfügung. Das Netzanschlussbegehren ist bereits vor Inbetriebnahme einer PV-Anlage zu stellen; der Netzbetreiber hat das Recht, eine Netzverträglichkeitsprüfung der jeweiligen PV-Anlage durchzuführen, die bis zu 8 Wochen in Anspruch nehmen darf.
III. Meldepflichten gegenüber dem zuständigen Hauptzollamt			
§ 4 Abs. 1 StromStG i.V.m. § 2 StromStV	a) ggf. Antrag auf Versorgererlaubnis/Eigenerzeugererlaubnis oder Anzeige der Stromversorgung beim zuständigen Hauptzollamt	Vor Versorgung Dritter mit Strom	Ein Anlagenbetreiber, der eigenerzeugten Strom an Dritte „leistet“, ist grds. „Versorger“ (§ 2 Nr. 1 StromStG) und benötigt grds. vor Aufnahme dieser Versorgung eine Erlaubnis des zuständigen Hauptzollamts (sog. „ Versorgererlaubnis “; amtliches Formular 14.10). Sofern lediglich Dritte innerhalb einer Kundenanlage ausschließlich mit Strom aus PV-Anlagen bis zu 2 MW versorgt werden sollen, kommt eine partielle Ausnahme vom Status als „Versorger“ gemäß § 1a Abs. 6 StromStV in Betracht. In diesem Fall wäre der Anlagenbetreiber nur für den selbst erzeugten und sodann geleisteten Strom Versorger und ansonsten als Letztverbraucher anzusehen (sog. „ eingeschränkter Versorger “). In diesem Fall müsste der Anlagenbetreiber die Stromversorgung Dritter vor Aufnahme dieser Versorgung beim zuständigen Hauptzollamt unter Verwendung des amtlichen Formulars 14.12 anzeigen (§ 2 Abs. 3 StromStV). Weitere Informationen finden Sie hier: ↗ Informationen der Generalzolldirektion (Link) .

14.09.2022

§ 9 Abs. 1 i. V. m. Abs. 4 StromStG	b) ggf. Antrag auf stromsteuerfreie Verwendung	unverzüglich	Beim Betrieb von PV-Anlagen kann der dort erzeugte Strom von der Stromsteuer befreit sein. Dies gilt insbesondere für PV-Anlagen bis zu 2 MW bei Verbrauch dieses Stroms durch den Anlagenbetreiber oder Dritte im „räumlichen Zusammenhang“ oder bei PV-Anlagen über 2 MW bei Verbrauch dieses Stroms durch den Anlagenbetreiber am Ort der Erzeugung. Diese Stromsteuerbefreiungen bedürfen grds. einer förmlichen Einzelerlaubnis des zuständigen Hauptzollamts. PV-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 1 MW sind gemäß § 10 Abs. 2 StromStV allgemein erlaubt; in diesem Leistungssegment wäre die Beantragung einer formellen Erlaubnis zur stromsteuerbefreiten Entnahme ausnahmsweise <u>nicht</u> erforderlich. Weitere Informationen finden Sie hier: Informationen der Generalzolldirektion (Link) .
-------------------------------------	--	--------------	---

B. Wiederkehrende/kontinuierliche Pflichten

I. Meldepflichten gegenüber dem zuständigen Hauptzollamt			
Norm	Pflicht	Frist	Anmerkungen
§ 8 StromStG	a) ggf. Stromsteueranmeldung / Mitteilung von stromsteuerfrei geleisteten Strommengen	jährlich zum 31.05. des Folgejahres	Als „Versorger“ ist eine jährliche Stromsteuererklärung abzugeben. Im Falle des Status als „ <i>eingeschränkter</i> “ Versorger wäre zu beachten, dass die jeweiligen stromsteuerfrei selbst verbrauchten sowie (stromsteuerfrei) an Dritte geleisteten Strommengen dem Hauptzollamt bis zum 31.05. des Folgejahres nach amtlich vorgeschriebenem Vordruck (amtliches Formular 1400) vom Anlagenbetreiber anzumelden sind (§ 4 Abs. 6 StromStV). Weitere Informationen finden Sie hier: Informationen der Generalzolldirektion (Link) .
§ 4 Abs. 1 EnSTransV*	b) ggf. Anzeigepflicht für Steuerbegünstigungen beim „Erfassungsportal EnSTransV“ der Generalzolldirektion	jährlich bis zum 30.06. des Folgejahres	Bei Inanspruchnahme einer Steuerbegünstigung nach dem StromStG ist für jeden Begünstigungstatbestand (insbesondere nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 oder Nr. 3 StromStG) einmal jährlich eine Anzeige abzugeben, wenn die Privilegierung im Vorjahr mehr als € 200.000,00 betrug. Im Falle einer Anzeigepflicht ist die elektronische Datenübermittlung über das Erfassungsportal zur EnSTransV verpflichtend (Link). Weitere Informationen finden Sie hier: Informationen der Generalzolldirektion (Link) .

II. Anzeigepflichten gegenüber der Eichbehörde			
Norm	Pflicht	Frist	Anmerkungen
§ 32 MessEG	ggf. Pflicht zur Anzeige neuer oder erneuerter Messgeräte gegenüber der zuständigen Eichbehörde	6 Wochen nach Inbetriebnahme	<p>Wer neue oder erneuerte Messgeräte im Anwendungsbereich des Mess- und Eichgesetzes, d. h. etwa im „geschäftlichen Verkehr“ nach § 6 Nr. 6 MessEV, verwendet oder im Auftrag des Verwenders Messwerte von solchen Messgeräten erfasst, hat die betroffenen Messgeräte der nach Landesrecht zuständigen Behörde spätestens 6 Wochen nach Inbetriebnahme anzuzeigen.</p> <p>Weitere Informationen finden Sie hier: Informationen der Arbeitsgemeinschaft Mess- und Eichwesen (Link).</p>

C. Technische Pflichten

Norm	Pflicht	Frist	Anmerkungen
§ 9 ff. EEG	Einhaltung technischer Vorgaben	kontinuierlich	Der Anlagenbetreiber hat die technischen Vorgaben nach § 9 EEG einzuhalten, die maßgeblich von der installierten Leistung der jeweiligen PV-Anlage abhängen.
§ 49 EnWG	Einhaltung technischer Anforderungen an Energieanlagen	kontinuierlich	Energieanlagen i.S.v. § 3 Nr. 15 EnWG, d. h. auch PV-Anlagen, sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die „allgemein anerkannten Regeln“ der Technik zu beachten.

D. Zusätzliche Meldepflichten nur bei Zuschlagszahlungen nach dem EEG

I. Meldepflichten gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber			
Norm	Pflicht	Frist	Anmerkungen
§§ 19, 21b EEG 2021	a) Zuordnung einer Veräußerungsform zur Inanspruchnahme einer Zuschlagszahlung	kontinuierlich	<p>Der jeweilige Anlagenbetreiber muss jede Anlage grds. vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber einer Veräußerungsform (Marktprämie, Einspeisevergütung, Mieterstromzuschlag oder sonstige Direktvermarktung) zuordnen, sofern eine EEG-Zuschlagszahlung in Anspruch genommen werden soll. Achtung: Bei Inanspruchnahme eines Mieterstromzuschlags nach § 21 Abs. 3 EEG 2021 müssen die rechtlichen Vorgaben nach § 42a EnWG an die Gestaltung von Mieterstromverträge einhalten werden.</p> <p>Weitere Informationen finden Sie hier: Informationen der BNetzA (Link).</p>

14.09.2022

§ 71 EEG 2021	b) Vorlage aller für die Endabrechnung des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres erforderlichen Daten für jede PV-Anlage	jährlich zum 28.02. des Folgejahres	Anlagenbetreiber müssen die Pflichten aus § 71 EEG 2021 erfüllen. Insbesondere muss ein Anlagenbetreiber dem jeweiligen Anschlussnetzbetreiber alle für die Endabrechnung des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres erforderlichen Daten anlagenscharf zur Verfügung stellen (sog. „ Konformitätserklärung “). Hierfür stellen die Netzbetreiber grundsätzlich eigene Formulare/Meldebögen zur Verfügung.
II. Meldepflichten gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber			
§ 71 EEG 2023	ggf. Pflicht zur Datenmitteilung gegenüber dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber	31.07. des jeweiligen Folgejahres / auf Verlangen	§ 71 EEG 2023 wurde um Vorgaben der Leitlinien der Europäischen Kommission für Klima-, Energie- und Umweltbeihilfen obliegenden Transparenzpflichten erweitert. So wurde eine Veröffentlichungspflicht für Angaben von Anlagenbetreibern umgesetzt, die eine Förderung von 100.000 € überschreiten, die grds. durch die Übertragungsnetzbetreiber erfüllt werden sollen. Anlagenbetreiber, deren Daten i. S. d. § 71 Abs. 2 EEG 2023 im Marktstammdatenregister nicht veröffentlicht oder nicht vollständig sind, müssen dem Übertragungsnetzbetreiber diese Angaben sowie ihre Anschrift und ihre Nummer im Marktstammdatenregister bis zum 31.07. des jeweiligen Folgejahres mitteilen. Insofern haben die Übertragungsnetzbetreiber das Recht, ein abweichendes (verbindliches) Verfahren zur Ermittlung der Angaben vorzugeben und Formularvorlagen zu Form und Inhalt der Mitteilung der Angaben bereitzustellen. Auf Verlangen des Übertragungsnetzbetreibers müssen Anlagenbetreiber geeignete Nachweise zur Angabenüberprüfung vorlegen.

Köln, 14.09.2022

 Jens Panknin
 Rechtsanwalt

 Niklas Schwalge
 Rechtsanwalt

 Markus Hallmann
 Rechtsanwalt