



EINFÜHRUNG INS DEUTSCHE ENERGIE- UND KLIMARECHT

RITTER GENT
COLLEGES

Prof. Dr. Kai Gent, M.L.E.
Leibniz Universität Hannover
WS 2025/26
gent@ritter-gent.de

01

EINFÜHRUNG, AKTUELLE SITUATION,
REGULIERUNG I

02

REGULIERUNG II: NETZANSCHLUSS, H2,
EXKURS E-MOBILITÄT

03

REGULIERUNG III: NETZZUGANG,
INDUSTRIEENTGELTE, STROMMARKT

04

**GRÜNSTROM: HKNS, PPA, EIGEN-
ERZEUGUNG, FÖRDERUNG
HEUTE/ZUKUNFT, REDISPATCH 2.0**

RITTER GENT
COLLEGES

05

GENEHMIGUNGSRECHT, EINFÜHRUNG
KLIMARECHT, FOOTPRINT, KOMPEN-
SATION, KLIMANEUTRALITÄT, WERBUNG

06

EMISSIONSSCHEINHANDEL, NEUE
FÖRDERINSTRUMENTE

07

VORBEREITUNG KLAUSUR



AKTUELLES DER WOCHE

Kurzinfo: BNetzA-Expertenanhörung zu den allgemeinen Netzentgeltkomponenten der Industrie

Meinungsunterschiede bei frei wählbaren Kapazitäten, langer Umsetzungshorizont, Stellungnahmefrist

 03.12.2025 11:45



Erste europaweite Auktion "IF25 Heat" startet - Neue Förderchance für Dekarbonisierung industrieller Prozesswärme

Am 3. Dezember wird die erste Pilotauktion eröffnet. Interessierte Unternehmen können am 10. Dezember am Infotag für die Wärmeauktion des Innovationsfonds 2025 ("IF25 Heat Auction") teilnehmen.

 02.12.2025 07:30

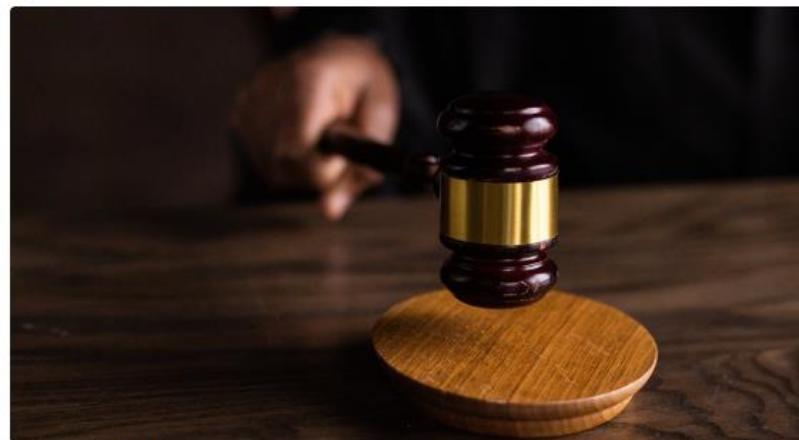


Foto: [pexels-ekaterina-bolovtsova](#)

Mit der IF25 Heat Auction eröffnet sich für Industrieunternehmen in der EU eine neue Finanzierungsoption für Projekte zur Elektrifizierung von Prozesswärmelösungen sowie für Projekte mit direkt erneuerbarer Wärme aus Solar- und Geothermie für industrielle Prozesswärmelösungen.

Redispatch 2.0. - Neue Regelung zum finanziellen Ausgleich von Anlagenbetreibern

Seit 2021 gelten die Regelungen zum Redispatch 2.0 und immer noch gibt es erhebliche Probleme, wenn Anlagenbetreiber ihren gesetzlichen Anspruch auf finanziellen Ausgleich gegenüber dem Verteilernetzbetreiber durchsetzen wollen.

 01.12.2025 07:30



AGENDA 05

Grünstrom/HKNs



Eigenerzeugung/Förderung

PPA

Redispatch



Definition

Es gibt in Deutschland keine Legaldefinition für „Grünstrom“. Den Inhalt beschreibt aber gut die Definition aus dem österreichischen Ökostromgesetz und zwar als „elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern“ (ÖSG §5).

GRÜNSTROM



Zielsetzungen



Ökologische Gegenleistung
Besondere Ausgleichsregelung



Ökologische Gegenleistung Strompreiskompensation



Klimaschutzverträge (ccfd's)



Grüner Wasserstoff



Zukünftig: Ökologische Gegenleistung
Strom- u. Energiesteuern



Preiskategorien



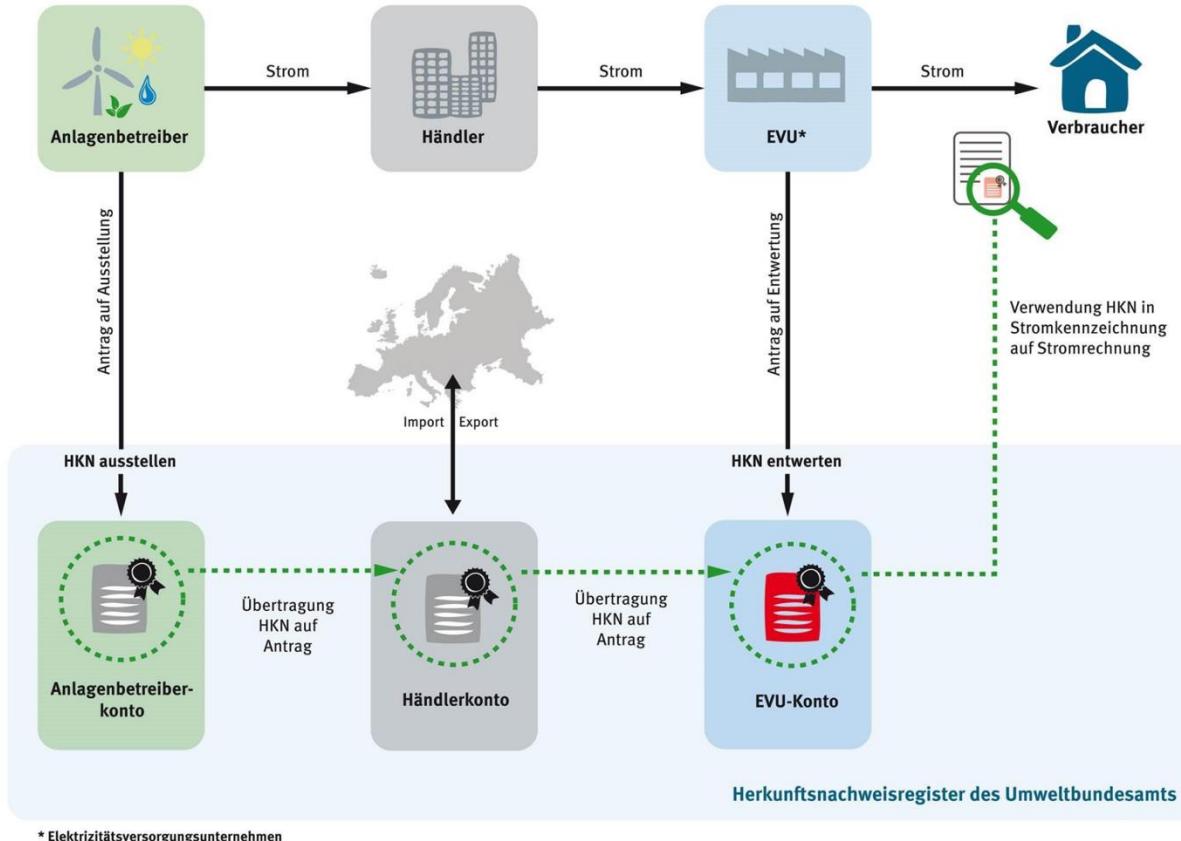
...



Nachweis

Grünstrom ist gemäß § 42 Abs. 5 EnWG über Herkunfts nachweise zu kennzeichnen, sofern er **über das Netz** geliefert wird. Ohne diese Kennzeichnung ist jeder Netz-Strom, auch wenn er aus EE-Anlagen stammt, Graustrom. Bei unmittelbarer EE-Stromversorgung (**Direktleitung**) genügt grds. eine $\frac{1}{4}$ h-Messung.

GRÜNSTROM



Funktionsweise HKN

- HKN und Strommenge sind grundsätzlich voneinander losgelöst
- Ausnahme: gekoppelte Lieferung
- Seit 01/2023 über zwei Bilanzkreise möglich
- Anforderung: 1. BK = sortenrein „grün“
- **Lieferant beantragt** die Entwertung (und ggf. auch die Kopplung)
- HKN aus Deutschland, EU, global (soweit vom Herkunftsregister anerkannt)

GEKOPPELTE LIEFERUNGEN



Gekoppelte Lieferungen

Hier werden der erzeugte EE-Strom aus einer EE-Anlage mit den hierfür beantragten HKNs verbunden und gemeinsam gehandelt. Mit einem HKN über eine gekoppelte Lieferung lässt sich somit nachweisen, dass der Grünstrom aus einer bestimmten EE-Anlage stammt.

GEKOPPELTE LIEFERUNGEN



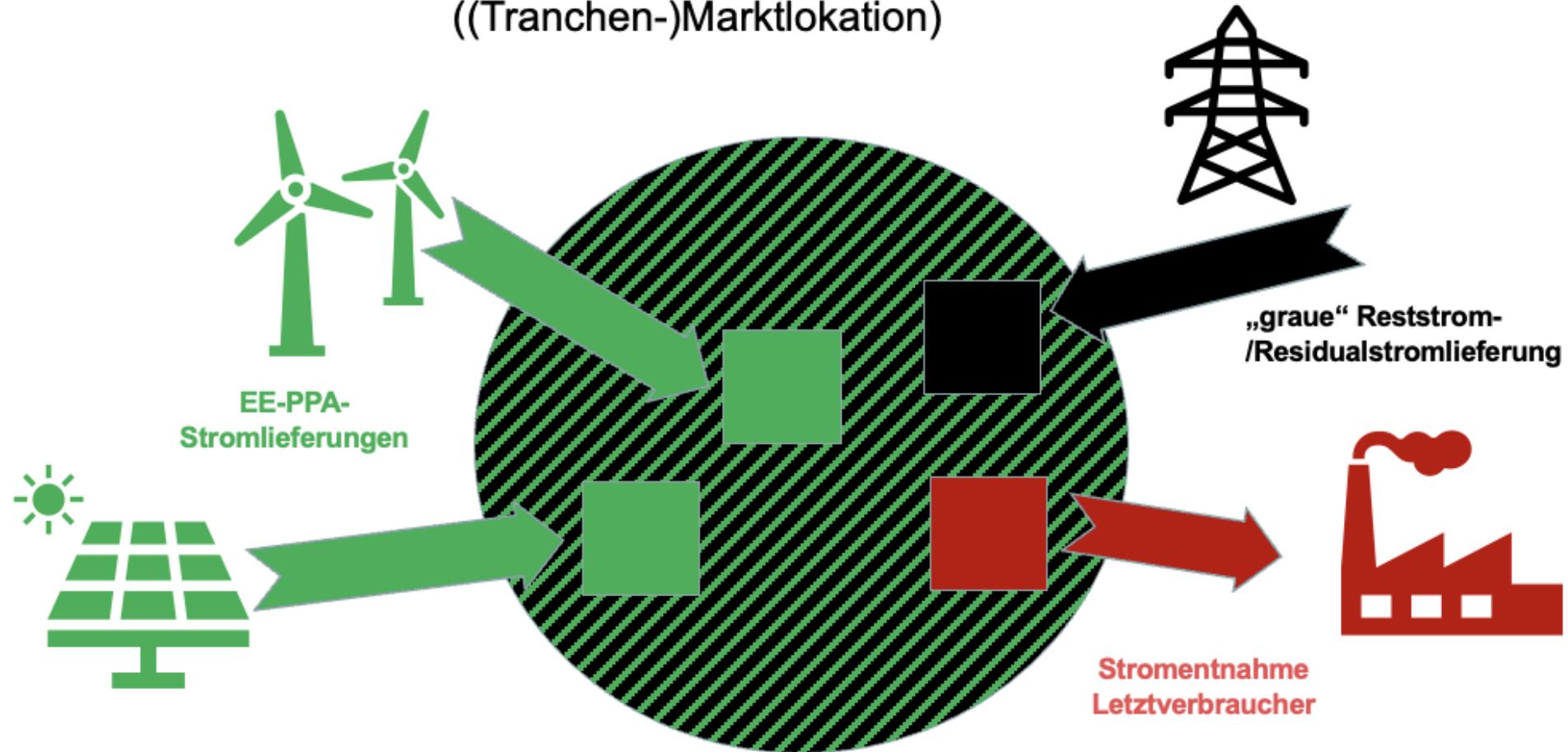
Gekoppelte Lieferungen

- Es dürfen maximal 2 Bilanzkreise (BK) für die Lieferung genutzt werden.
- Bei der Nutzung von 1 BK können die PPA-Anlagen in einen **gemischten BK** des Letztverbrauchers gehängt werden
- Bei der Nutzung von 2 BK muss der **1. BK ein rein grüner BK** sein

SICHERUNG „GEKOPPELTE LIEFERUNG“

1. Option: Gekoppelte Lieferung über 1 BK

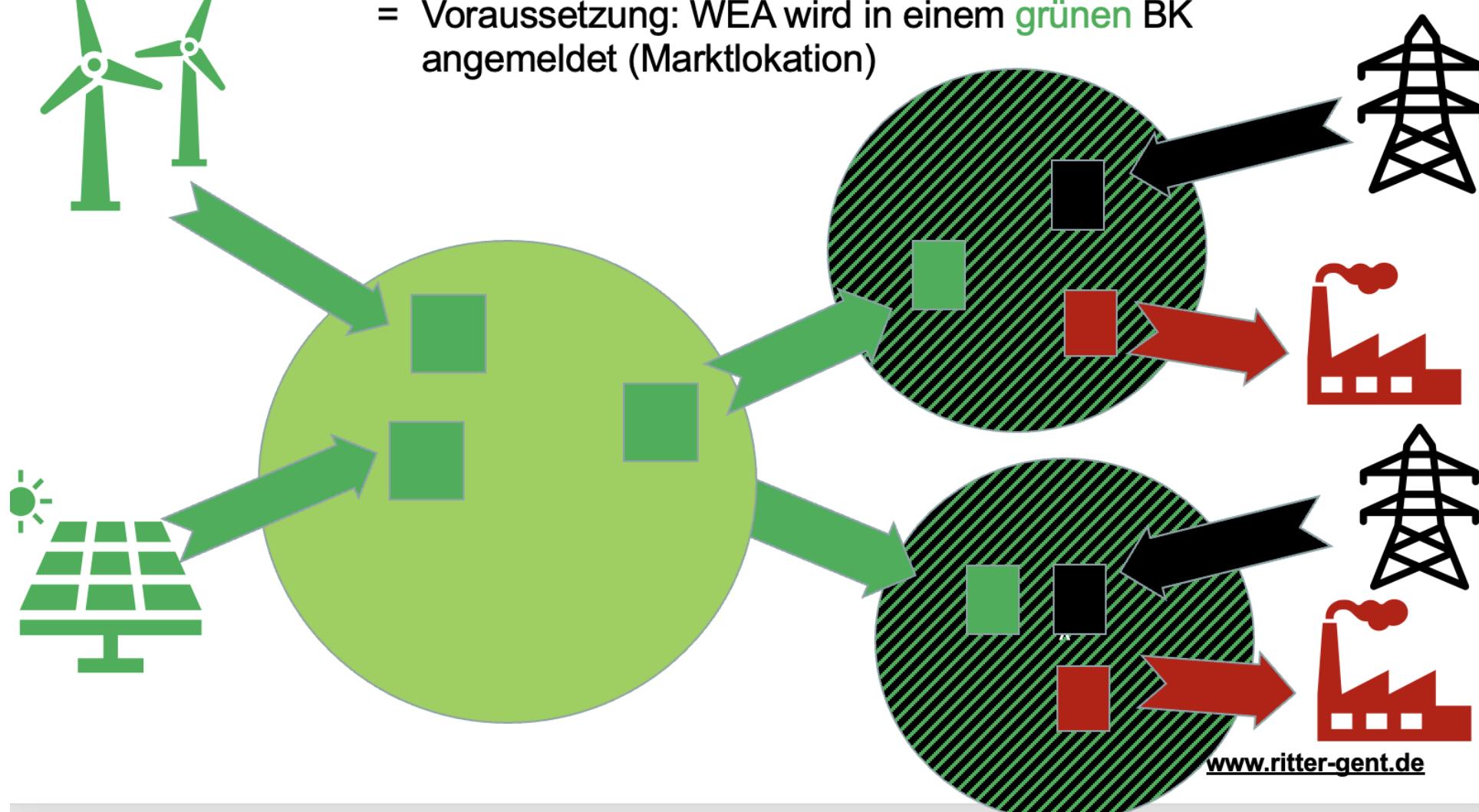
= WEA wird im BK des Letztverbrauchers angemeldet
((Tranchen-)Marktlokation)



SICHERUNG „GEKOPPELTE LIEFERUNG“

2. Option: Gekoppelte Lieferung über 2 BK

= Voraussetzung: WEA wird in einem **grünen** BK angemeldet (Marktlokation)



REGELZONEÜBERGREIFENDE LIEFERUNGEN

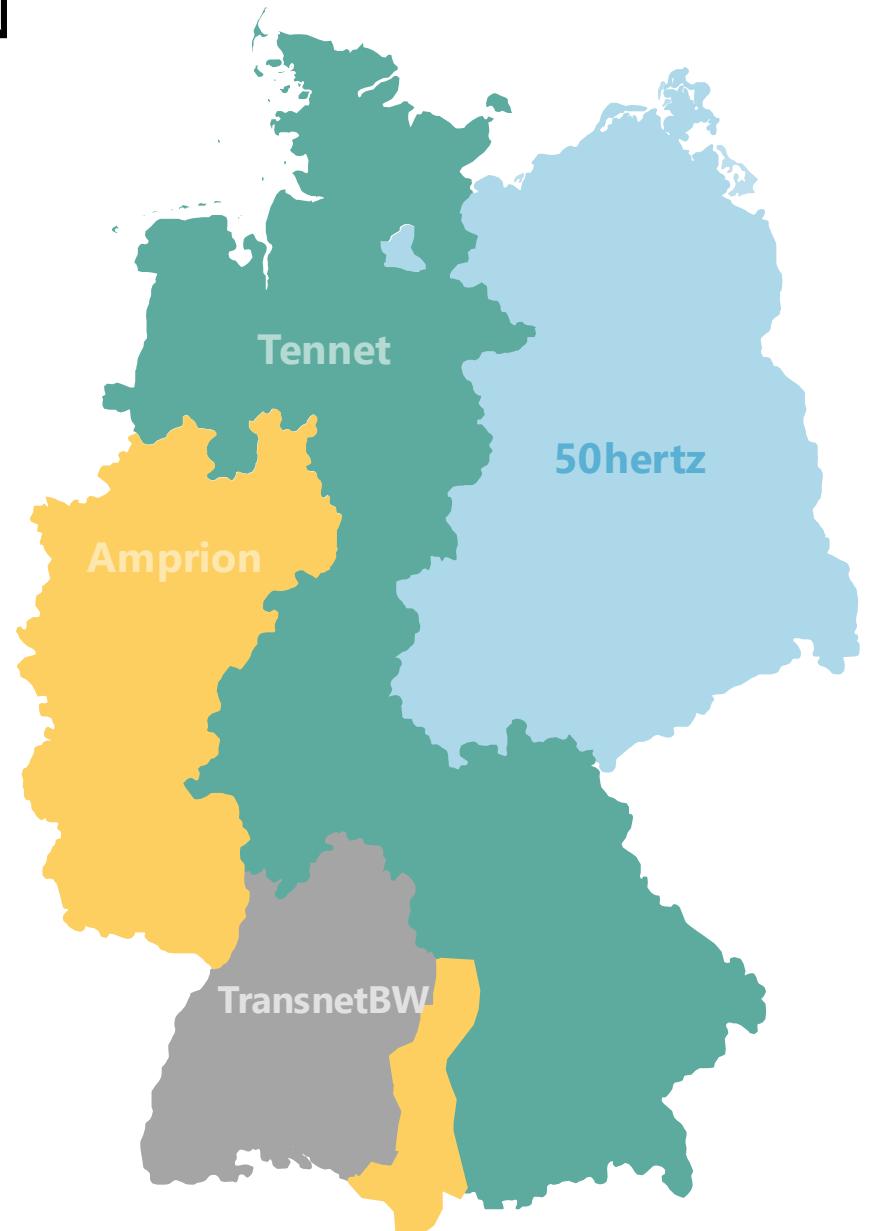
Das Problem:

Für eine gekoppelte Lieferung dürfen laut Wortlaut des § 30a I 2 HkRNDV maximal 2 BK genutzt werden:

Grüner Einspeisebilanzkreis
+ **Letztverbraucher-/Ausspeise-BK**

Es werden aber für die Bilanzkreisüberschreitung weitere 2 BK benötigt.

UBA: „*Da bereits der Regelzonenumschlag zwei Bilanzkreise benötigt, würde eine rein förmliche Betrachtung eine starke Beschränkung bedeuten, die zudem nicht beabsichtigt war.*“

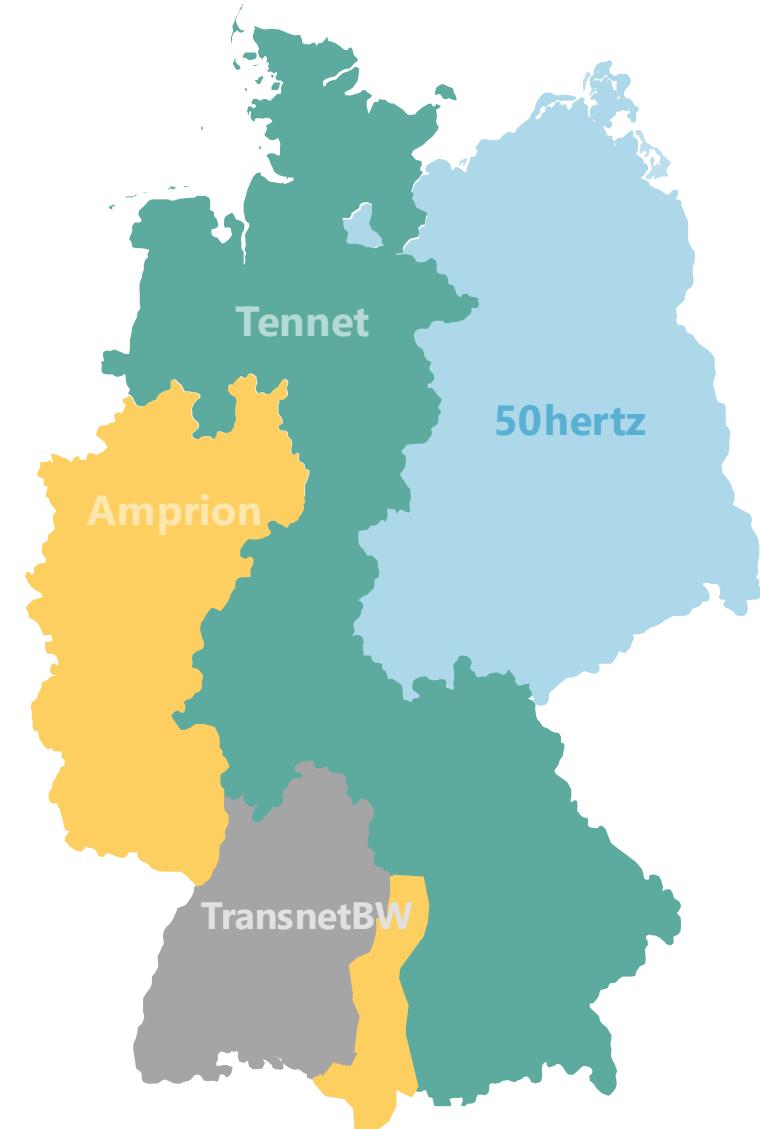


REGELZONENÜBERGREIFENDE LIEFERUNGEN

Die Lösung:

UBA (Leitfaden zur gekoppelten Lieferung von Herkunftsnachweisen nach § 30a HkRNDV vom Mai 2024):

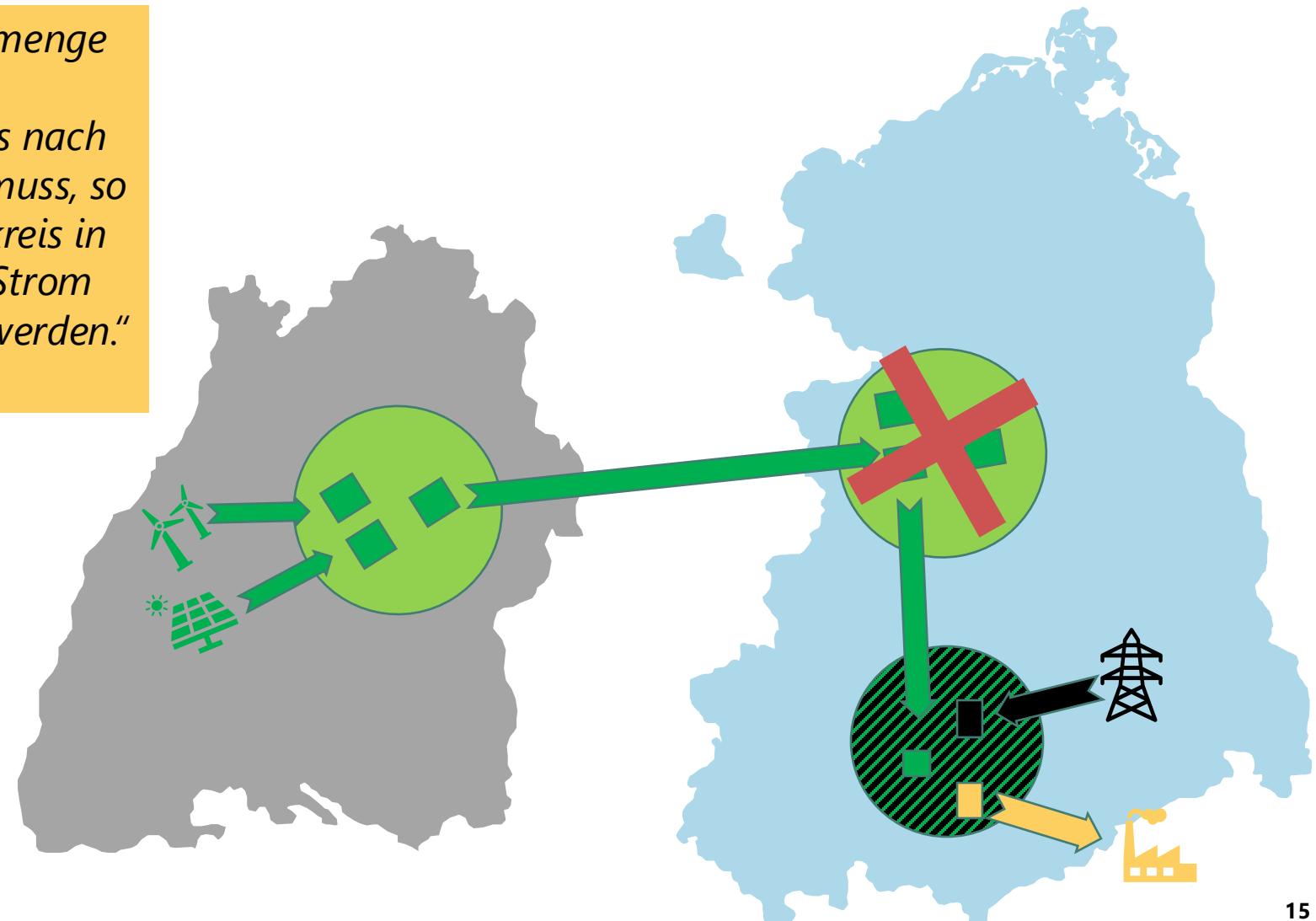
*Bei einer **regelzonenumbergreifenden Stromlieferung** soll der für den Regelzonenwechsel erforderliche Bilanzkreis in der Zielregelzone daher nicht mitgezählt werden im Sinne des § 30a Absatz 2 Satz 1 HkRNDV. Dies soll gleichermaßen gelten, wenn der Regelzonenwechsel von dem Unternehmen vorgenommen wird, welches den Bilanzkreis mit den stromerzeugenden Anlagen führt oder von dem Unternehmen, welches den Bilanzkreis mit dem Letztverbraucher führt.“*



REGELZONENÜBERGREIFENDE LIEFERUNGEN

VARIANTE 1

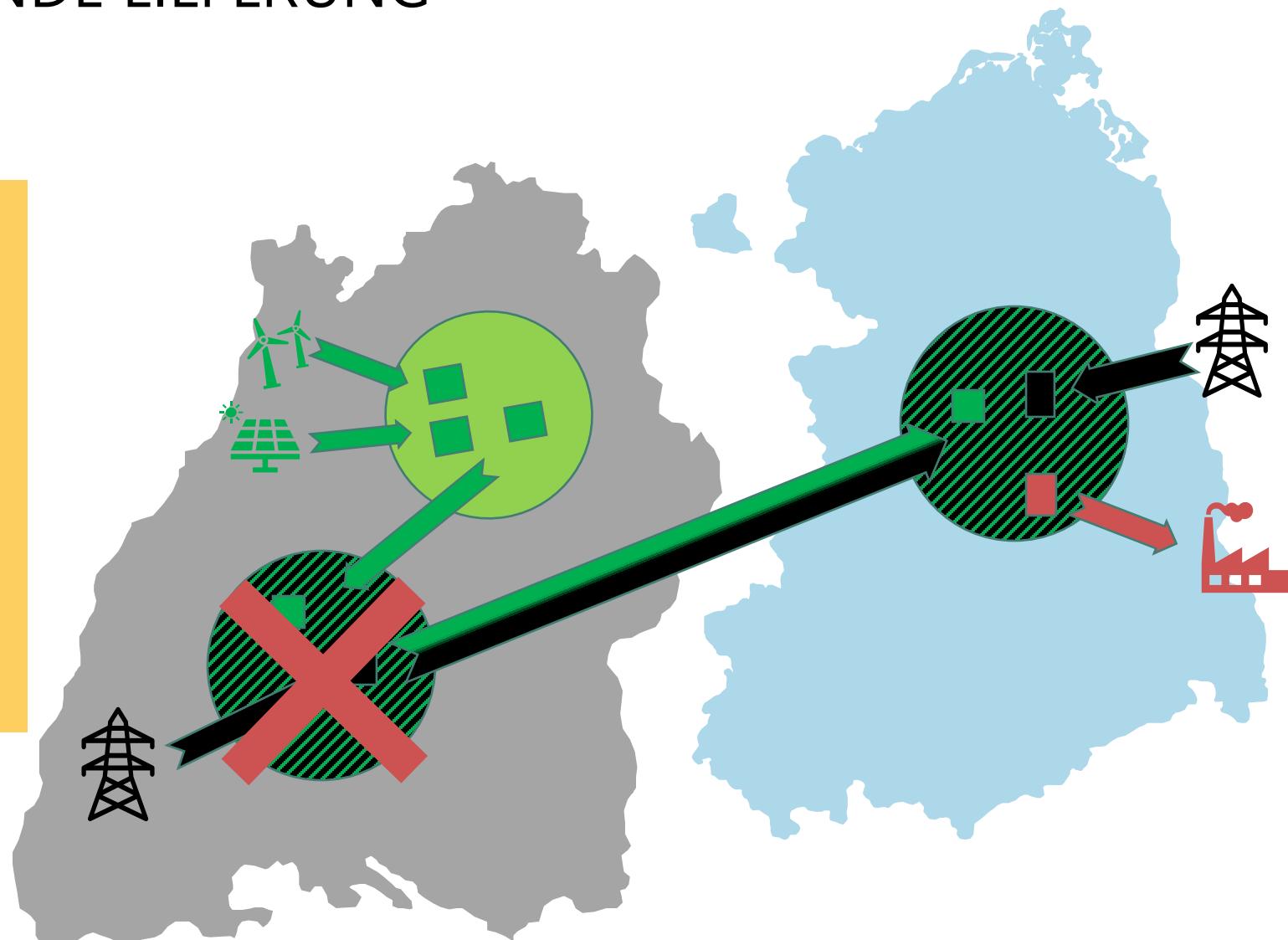
„Variante 1: Wird die erzeugte Strommenge in einen Bilanzkreis eingestellt, der die Anforderung als Grünstrom-Bilanzkreis nach § 30a Abs. 1 Satz 3 HkRNDV erfüllen muss, so darf auch im gleich benannten Bilanzkreis in der anderen Regelzone ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien bilanziert werden.“
(UBA-Leitfaden)



REGELZONENÜBERGREIFENDE LIEFERUNG

VARIANTE 2

Variante 2: „Der erste Bilanzkreis ist ein Grünstrom-BK. Danach erfolgt erst die Lieferung in den gleich benannten Bilanzkreis in der Ausgangsregelzone. Von dort wird eine 1:1-Nominierung in den Zielregelzonenbilanzkreis vorgenommen. Von dort muss der Letztverbraucher beliefert werden. Die Bilanzkreise für den Regelzonenwechsel müssen dabei keine grünen Bilanzkreise sein.“
(UBA-Leitfaden)





Definition

PPA bedeutet **Power Purchase Agreement** und beschreibt eine direkte bilaterale oder multilaterale Abnahmevereinbarung für eine **bestimmte Stromkapazität** zu einem **festgesetzten Preis** über eine **bestimmte, meist lange Zeit**.

Wir behandeln hier PPAs zum **Bezug aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen**.



Zielsetzungen

- Versorgungssicherheit
- Preisfixierung
- Grünstrom als „Ökologische Gegenleistung“
- Das Unternehmen auf dem Weg zur „Klimaneutralität“
- Werbung
- Vorgaben von Finanzinstituten, Kunden
- ...



Konstellationen

- Strom aus einer EE-Anlage am Unternehmensstandort (On-Site PPA)
- Strom aus einer EE-Anlage über eine Direktleitung zum Unternehmensstandort
- Strom aus einer EE-Anlage über das öffentliche Netz (Off-Site-PPA) zu einem oder mehreren Unternehmensstandorten

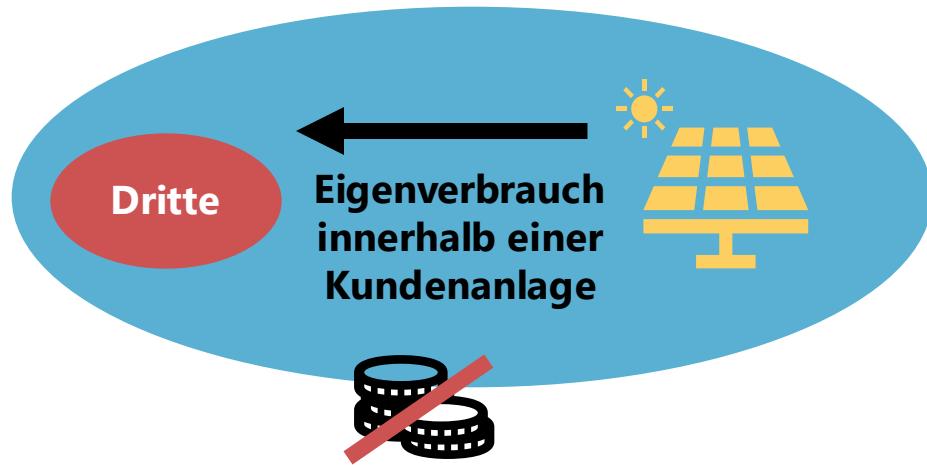


Wichtige Vertragsregelungen (Auswahl)

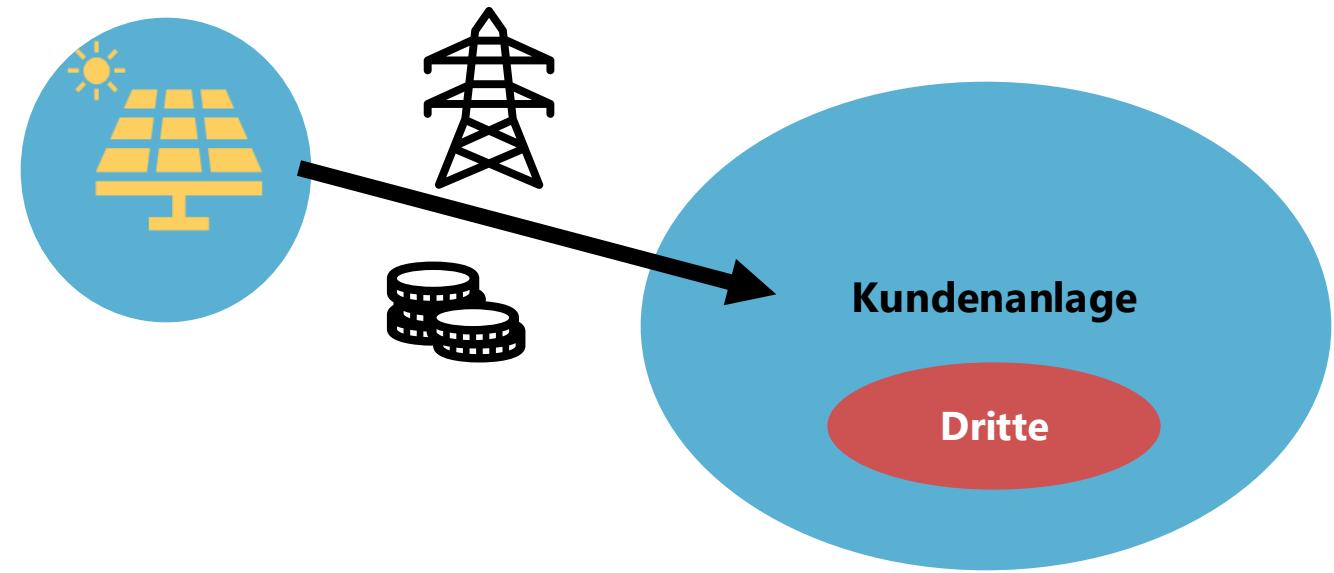
- „Gekoppelte Lieferung“
- Marktunabhängiger Fixpreis
- Lieferung „as produced“
- Bei Netzlieferung: Fahrplanlieferung oder Marklokation
- Prognose
- Rücktritts- oder Kündigungsrechte, wenn
 - EE-Anlage nicht in Betrieb genommen werden kann
 - Industriestrompreis kommt
 - Vertragsanpassungen fehlschlagen (Vertragsziele können nicht erreicht werden)
 - Netzentgelte bei Direktanschluss erhoben werden
- Bei Direktanschluss: Regelung zur Kundenanlagennutzung, (Dach-)Pacht
- und vieles, vieles mehr

FALLEN NETZENTGELTE UND NETZUMLAGEN AN? VOR DEM EUGH-URTEIL VOM 28.11.2024:

PPA am Standort



PPA übers Netz



Für **Stromverbrauch ohne Netzbezug bisher** keine:

- Netzentgelte
- Netzbezogene Umlagen (KWKG- Umlage, Aufschlag für besondere Netznutzung (bis 2024 noch §19-StromNEV-Umlage), Offshore-Umlage)
- Konzessionsabgaben

Für **Stromverbrauch mit Netzbezug:**

- Netzentgelte
- Netzbezogene Umlagen (KWKG- Umlage, Aufschlag für besondere Netznutzung, Offshore-Umlage)
- Konzessionsabgaben

Rechtsänderung durch Vorlagebeschluss des BGH beim EuGH

Mit Beschluss vom 13.12.2022 – EnVR 83/20 – hat der BGH in einem Rechtsbeschwerdeverfahren (Vorinstanz OLG Dresden) dem EuGH die Frage vorgelegt, ob die nach deutschem Recht deregulierte **Kundenanlage gemäß § 3 Nr. 24a EnWG** mit den europarechtlichen Vorgaben in Einklang stehe, wonach Verteilernetze die richtlinienkonform umgesetzten Regulierungsvorgaben - hier des EnWG - einzuhalten hätten.

Der Vorlagebeschluss wurde u.a. damit begründet, dass bei der Stromversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen über Kundenanlagen keine Netzentgelte anfallen. Hierdurch würde sich die Anzahl der Letztverbraucher immer weiter verringern, die die Kosten der vorgelagerten (regulierten) Netze zu tragen hätten. Dies gelte, obwohl der Betreiber des vorgelagerten (regulierten) Elektrizitätsversorgungsnetzes genug Netzkapazität vorhalten müsse, um bei einem Ausfall der dezentralen Erzeugungsanlagen die Versorgung (in der Kundenanlage) aufrecht zu erhalten.

Der EuGH hat am 28.11.2024 entschieden und die Regulierungsbeschränkung der Kundenanlage in einem konkreten Fall als europarechtswidrig eingestuft!

FALLEN NETZENTGELTE UND NETZUMLAGEN AN?

Der EuGH hat die Regulierungsbeschränkung der Kundenanlagen in einem konkreten Fall als europarechtswidrig eingestuft!

- Am 28.11.2024 wurde die Entscheidung zur Kundenanlage in der Rechtssache ENGIE - Deutschland, Az. C-293/23 verkündet.
- Der Tenor im Wortlaut:

„Nach alledem ist auf die Vorlagefrage zu antworten, dass Art. 2 Nrn. 28 und 29 sowie die Art. 30 bis 39 der Richtlinie 2019/944 dahin auszulegen sind, dass sie einer nationalen Regelung entgegenstehen, nach der ein Unternehmen, das anstelle des bisherigen Verteilernetzes eine Energieanlage errichtet und betreibt, um mit in einem Blockheizkraftwerk erzeugtem Strom mit einer jährlichen Menge an durchgeleiteter Energie von bis zu 1 000 MWh mehrere Wohnblöcke mit bis zu 200 Wohneinheiten zu versorgen, wobei die Kosten der Errichtung und des Betriebs der Energieanlage von den Letztverbrauchern getragen werden, die Mieter dieser Wohneinheiten sind, und dieses Unternehmen den erzeugten Strom an diese Verbraucher verkauft, sofern diese Anlage dazu dient, Elektrizität mit Hoch-, Mittel- oder Niederspannung weiterzuleiten, um sie an Kunden zu verkaufen und keine der in dieser Richtlinie ausdrücklich vorgesehenen Ausnahmen oder Freistellungen von diesen Verpflichtungen anwendbar ist, nicht den Verpflichtungen eines Verteilernetzbetreibers unterliegt.“

- Wesentliche Entscheidungsgründe:

„Daraus folgt, dass die Mitgliedstaaten nicht davon ausgehen dürfen, dass eine bestimmte Art von Netz vom Begriff „Verteilernetz“ im Sinne der Richtlinie 2019/944 auszunehmen ist, indem sie sich auf ein zusätzliches Kriterium neben den in Art. 2 Nr. 28 dieser Richtlinie vorgesehenen stützen.....

Da dieser Begriff in der gesamten Union sowohl einheitlich anzuwenden als auch einheitlich auszulegen ist, sind die Mitgliedstaaten somit nicht berechtigt, Anlagen vom Anwendungsbereich der Richtlinie 2019/944 auszunehmen, die unstreitig zur Weiterleitung von Elektrizität mit Hoch-, Mittel- oder Niederspannung dienen, die zum Verkauf an Kunden bestimmt ist (vgl. entsprechend Urteil vom 28. November 2018, Solvay Chimica Italia u. a., C-262/17, C-263/17 und C-273/17, EU:C:2018:961, Rn. 34 bis 37).



EuGH-URTEIL C-293/23 vom 28. November 2024

*Wann stehen nationale Regelungen den **Definitionen zu den Begriffen „Verteilung“ und „Verteilnetzbetreiber“** aus Art. 2 Nrn. 28 und 29 sowie Art. 30 bis 39 der Richtlinie (EU) 2019/944 entgegen?*

*Aus den RL-Definitionen geht klar hervor, dass ein Verteilernetz ein Netz ist, das **zur Weiterleitung von Elektrizität mit Hoch-, Mittel- und Niederspannung dient, die zum Verkauf an Großhändler und Endkunden bestimmt ist...***

Somit stellen allein die Spannungsebene... und die Kategorie von Kunden, für die die weitergeleitete Energie bestimmt ist, maßgebliche Kriterien dar, um festzustellen, ob ein Netz ein Verteilernetz im Sinne der Richtlinie 2019/944 ist..."

Es kommt nicht auf andere Kriterien an wie

- *Zeitpunkt der Errichtung der Kundenanlage/des Netzes*
- *Dezentrale Stromerzeugung in Kundenanlage für die Kundenanlage*
- *Privater Betrieb für begrenzte Zahl von privaten Dritten*
- *Größe und/oder Stromverbrauch in der Kundenanlage*
- *Unentgeltlichkeit der Weiterleitung*



BGH - BESCHLUSS - EnVR 83/20 vom 13. Mai 2025

Wann sind Leitungsanlagen keine Kundenanlagen gemäß § 3 Nr. 24a EnWG?

Der BGH hält an seiner bisherigen Rechtsprechung zu § 3 Nr. 24a EnWG, wonach Energieanlagen u.a. nach Größe und Leistungsfähigkeit von der Regulierung ausgenommen wurden, nicht weiter fest.

„Nur eine Energieanlage, die kein Verteilernetz ist, kann bei richtlinienkonformer Auslegung eine Kundenanlage sein.“

„Lieg ein Verteilernetz ... vor, können Verteilnetzbetreiber von der Erfüllung der ihnen obliegenden Pflichten nur befreit werden, wenn und soweit die Elektrizitätsrichtlinie und das zu ihrer Umsetzung ergangene nationale Recht - gegebenenfalls auch im Weg der richtlinienkonformen Auslegung - eine Ausnahme zulassen.“

- *Weniger Kundenanlagen*
- *Welche Konstellationen verbleiben, die kein (vollständig) reguliertes Netz sind?*

WELCHE AUSNAHMEN VOM REGULIERTEN VERTEILERNETZ NENNT DER BGH?



Einstufung eines Verteilernetzes durch die BNetzA auf Antrag als geschlossenes Verteilernetz (§ 110 Abs. 2 EnWG)



Bürgerenergiegemeinschaften mit Mitgliedern /Anteilseignern als Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes



Kleine Verbundnetze und isolierte Netze nach genehmigter Ausnahme durch die EU-Kommission



Sämtliche Leitungssysteme, die der Weiterleitung von Elektrizität dienen, die nicht zum Verkauf bestimmt ist.

- Energieanlagen, die der Eigenversorger der Betreiber dienen, bspw. mit Erzeugungsanlagen verbundene Leitungssysteme, die von Eigentümern einer Wohnungseigentumsanlagen oder Grundstückseigentümern gemeinsam betrieben und genutzt werden.

FALLEN NETZENTGELTE UND NETZUMLAGEN AN?

- Nachdem der EuGH die Kundenanlage in dem konkreten Fall als europarechtswidrig eingestuft hat, stellen sich jetzt **viele Folgefragen**:
- Müssen sämtliche Anlagen, die bisher als Kundenanlagen angesehen sind, nun als Verteilernetze weiter betrieben werden?
- Wie wird der deutsche Gesetzgeber reagieren? Im Grundsatz müsste der deutsche Gesetzgeber tätig werden, anderenfalls droht ein Vertragsverletzungsverfahren.
- Und die Bundesnetzagentur, bzw. Regulierungsbehörden? Wendet die neue Rechtsprechung bei Prüfung spezifischen Kundenanlagen im Einzelfall an.

KUNDENANLAGE ZUR BETRIEBLICHEN EIGENVERSORGUNG?



KUNDENANLAGEN - ÜBERGANGSREGELUNG IN § 118 ABSATZ 7 ENWG

**Neuregelung einer
Übergangsvorschrift in
§ 118 Absatz 7 EnWG-E
(Beschluss im Bundestag am
13.11.2025)**

Gesetz soll zum 1.1.2026 in Kraft treten

BT-Drucksache 21/2793 Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie

„(7) Auf Energieanlagen nach § 3 Nummer 65 und 66, die bis zum ... [einsetzen: Tag des Inkrafttretens nach Artikel 29 dieses Gesetzes] an ein Energieversorgungsnetz angeschlossen wurden, sind Vorgaben in Bezug auf die Regulierung von Energieversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nummer 37 erst ab dem 1. Januar 2029 anzuwenden.“

Gesetzesbegründung (u.a.):

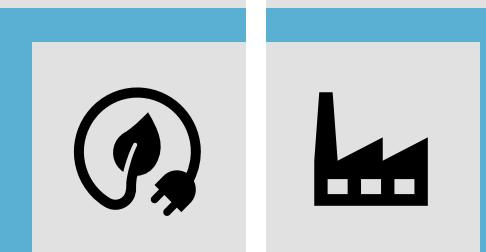
Mit der Übergangsregelung wird die bisherige Rechtslage für Bestandsanlagen für drei Jahre konserviert und Betreiber bisheriger Kundenanlagen sind nicht als Netzbetreiber zu behandeln. Anlagen, die erst nach dem Inkrafttreten des Gesetzes an das Energieversorgungsnetz angeschlossen werden, können sich nicht darauf berufen.

Bis zum Ablauf der Übergangszeit kann für Bestandsanlagen dahingestellt bleiben, ob es sich um eine Kundenanlage handelt oder um eine Anlage, die zukünftig als Netzbetreiber zu behandeln wäre. Weiterhin ist beispielsweise gewährleistet, dass die für Netzbetreiber geltenden entflechtungsrechtlichen Anforderungen an die Rechnungslegung und Buchführung z. B. nach § 6b EnWG sowie weitere auf den Begriff des Energieversorgungsnetzes oder Netzbetreibers abstehende Regelungen außerhalb des Energiewirtschaftsgesetzes wie zum Beispiel im Energiefinanzierungsgesetz bis zum Ablauf der Übergangsfrist auf Kundenanlagen keine Anwendung finden.

VERMARKTUNGSOPTIONEN

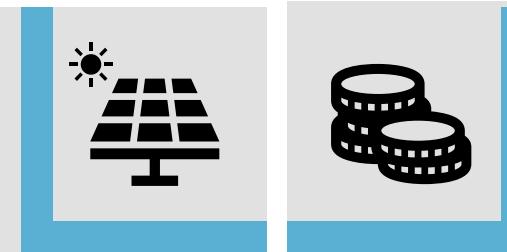
Eigenversorgung mit Grünstrom

- Ohne Netzbezug: Messtechnischer Nachweis
- Achtung: Überschussausspeisung benötigt für EE-Anlagen > 100 kW Direktvermarkter (ggf. Reststromlieferant)
-



EE-Förderung

- Abhängig von Technologie, Anlagengröße, Netzeinspeisung und Inbetriebnahmedatum u.a.
- Neue Optionen als Betreiber: „Anlagensplitting“ (Achtung: fester Prozentsatz), „Teilung“ von Dach-PV-Anlagen in Eigenversorgung und „Vollausspeisung“
-



(Konzerninterne) EE-Weiterleitung

- Nachweis Grünstrom (mit / ohne Netzbezug)
- Achtung: Versorgerstatus / Steueranf. prüfen
- Bei Netzbezug: Bilanzielle Abwicklung
- ...

Vermarktung (Überschuss-)Strom und/oder Verkauf von HKN

- Achtung: ggf. Finanzaufsicht (Börsenzulassung, u.a.)!
- ...

EE-EIGENERZEUGUNG BETREIBERSTELLUNG



Tatsächliche Sachherrschaft und eigenverantwortliche Bestimmung der Fahrweise

- Tatsächlicher Zugriff / „Schlüsselgewalt“
 - Weisungsbefugnis ggü. technischen Betriebsführern
 - u.a.
-



Tragung des wirtschaftlichen Risikos des Betriebs

- Ausfallrisiko
 - Risiko für Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten
 - I.d.R. bei Eigentum oder Pacht
-



Ggf. zusätzlich: Fundamental- bzw. Eigentümerrisiken?

- Risiko des zufälligen Untergangs / wirtschaftlichen Totalschadens
- Kosten für Instandsetzungs- und Ersatzinvestitionen
- Vertragsdauer etc.
- Nach bisheriger konservativer Rechtsprechung erforderlich (u.a. OLG Düsseldorf, 27 U 13/20), neue Rechtsprechung des LG München I (15 O 12711/20) und OLG München (8 U 4291/22) weicher

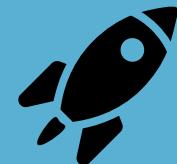
EE-EIGENERZEUGUNG CHANCEN UND RISIKEN (1/2)

Reststrom-LV lassen eher PV-
Eigenversorgung als
Drittbelieferung zu

Netzentgelte / Umlagen / Steuern
(Grundfrage: u.a. Verbrauch am
Standort ohne Netzberührung?)

Keine Gefährdung eines
singulären Netzentgelts

CHANCEN



HERAUS- FORDERUNGEN



Betreiberrisiken und
Betreiberkosten (s.o.)

Betreiberpflichten: Meldungen,
Redispatch u.a.

Stromsteuer: Versorger- /
Eigenerzeugererlaubnis?
Steueranmeldung erforderlich?

Abwicklung von
Überschussmengen

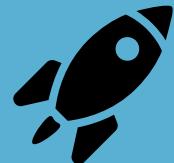
EE-EIGENERZEUGUNG CHANCEN UND RISIKEN (2/2)

Freie Verfügungsmacht, z.B. für Anlagen-Splittung, EEG-Förderung u.a.

Keine Absicherung dinglicher Rechte des Dritten bei Onsite-PPA

...

CHANCEN



HERAUS-FORDERUNGEN



Bindung von eigenen Kapazitäten / Zusammenarbeit mit Dienstleistern

Messkonzept (bei Nutzung von Privilegien oder für Grünstromnachweis)?

Netzanschluss situation (auch bei Onsite-PPA)

Entscheidung des EuGH zur deutschen Kundenanlage !

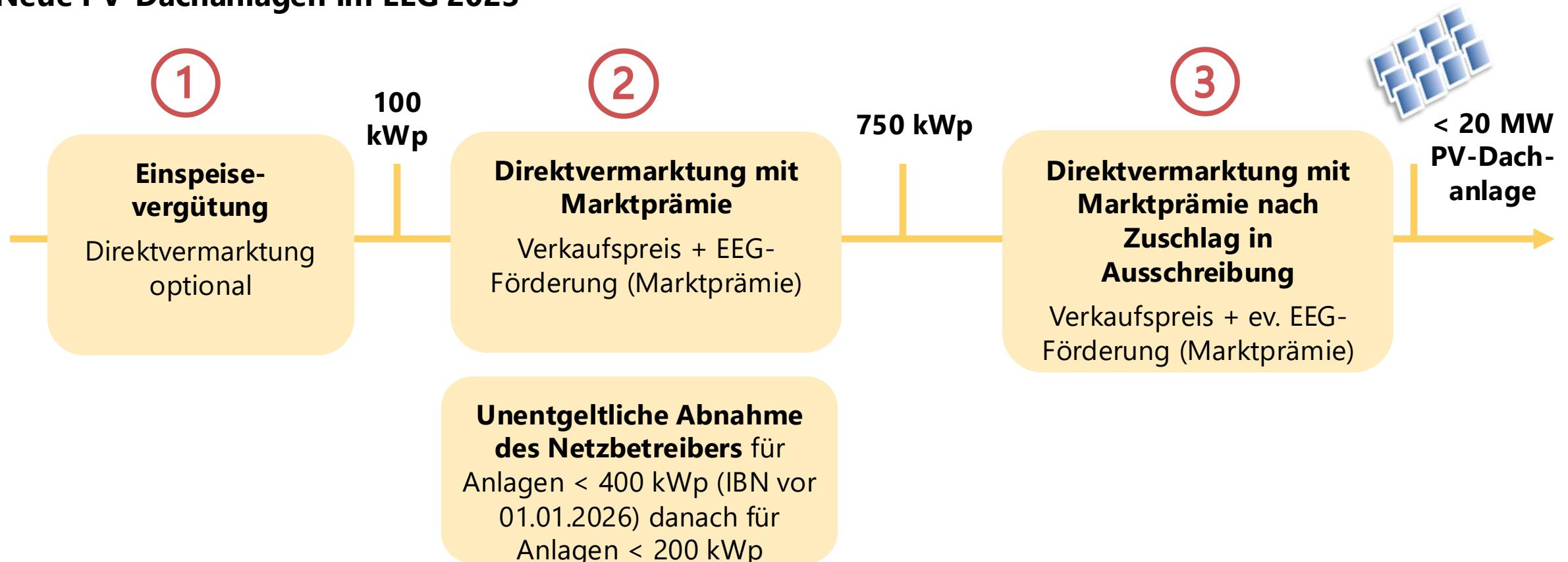
EEG-FÖRDERUNG

Grundsätze des EEG 2023:

- Ziel ist : „*im Interesse des Klima- und Umweltschutzes die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht*“ (§ 1 Abs. 1 EEG 2023)
- Errichtung und Betrieb von EE-Anlagen, liegen im „*überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit.*“ (§ 2 EEG 2023)
- Es kann – muss aber nicht – für jede erzeugte und in das Netz eingespeiste kWh eine Förderung nach dem EEG greifen.
- Förderzahlungen sind abhängig von Technologie, Anlagengröße, Netzeinspeisung und Inbetriebnahmedatum u.a.
- Neue Optionen als Betreiber: „Anlagensplitting“ (Achtung: fester Prozentsatz), „Teilung“ von Dach-PV-Anlagen in Eigenversorgung und „Vollausspeisung“
- ...

EEG-FÖRDERUNG: AM BEISPIEL VON PV-DACHANLAGEN EEG 2023

Neue PV-Dachanlagen im EEG 2023



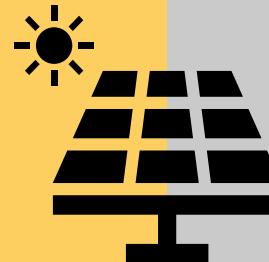
Immer möglich: Nicht geförderte „sonstige Direktvermarktung“, z.B. Stromverkauf zum Börsenpreis

UNENTGELTLICHE ABNAHME

Einspeisung von Strom ohne verpflichtende Direktvermarktung, unter folgenden Voraussetzungen:

Anlagen, die **vor dem 1. Januar 2026** in Betrieb genommen wurden

Unentgeltliche Abnahme, wenn installierte Leistung < **400 kW**



Anlagen, die **ab dem 1. Januar 2026** in Betrieb genommen wurden

Unentgeltliche Abnahme, wenn installierte Leistung < **200 kW**



Besondere **Veräußerungsform der „Einspeisevergütung“**; der aufnehmende Netzbetreiber nimmt den eingespeisten Strom auf, zahlt aber keine Vergütung.

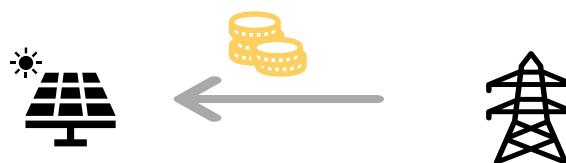


Bei nur geringen Überschussmengen können Anlagenbetreiber so die Kosten für die Direktvermarktung vermeiden.

! Zur Bestimmung der Anlagengröße gelten beim Betrieb von mehreren Solaranlagen die Verklammerungsregelungen (§ 24 EEG, siehe dazu nachfolgende Folien), so dass es dadurch wieder zur Direktvermarktungspflicht auch für kleine PV-Anlagen kommen kann.

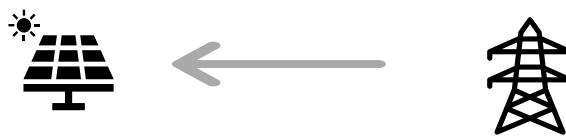
EEG-FÖRDERUNG VON PV-ANLAGEN

Varianten Veräußerungsformen für Überschusseinspeisung

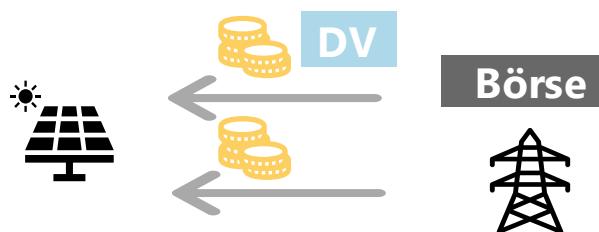


1. Einspeisevergütung

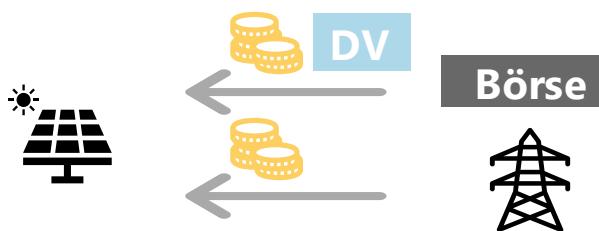
a) **Feste Einspeisevergütung:** Anschlussnetzbetreiber zahlt feste Einspeisevergütung in ct/kWh; Höhe geregelt im EEG des Inbetriebnahme-Zeitpunktes; Degression der Vergütungssätze ab 1. Februar 2024, danach halbjährlich.



b) **Unentgeltliche Abnahme des Netzbetreibers:** Strom kann ohne Direktvermarktung in das Netz eingespeist werden; Netzbetreiber zahlt keine Vergütung (Inbetriebnahme ab 1.1.2026 für Anlagen < 200 kW).



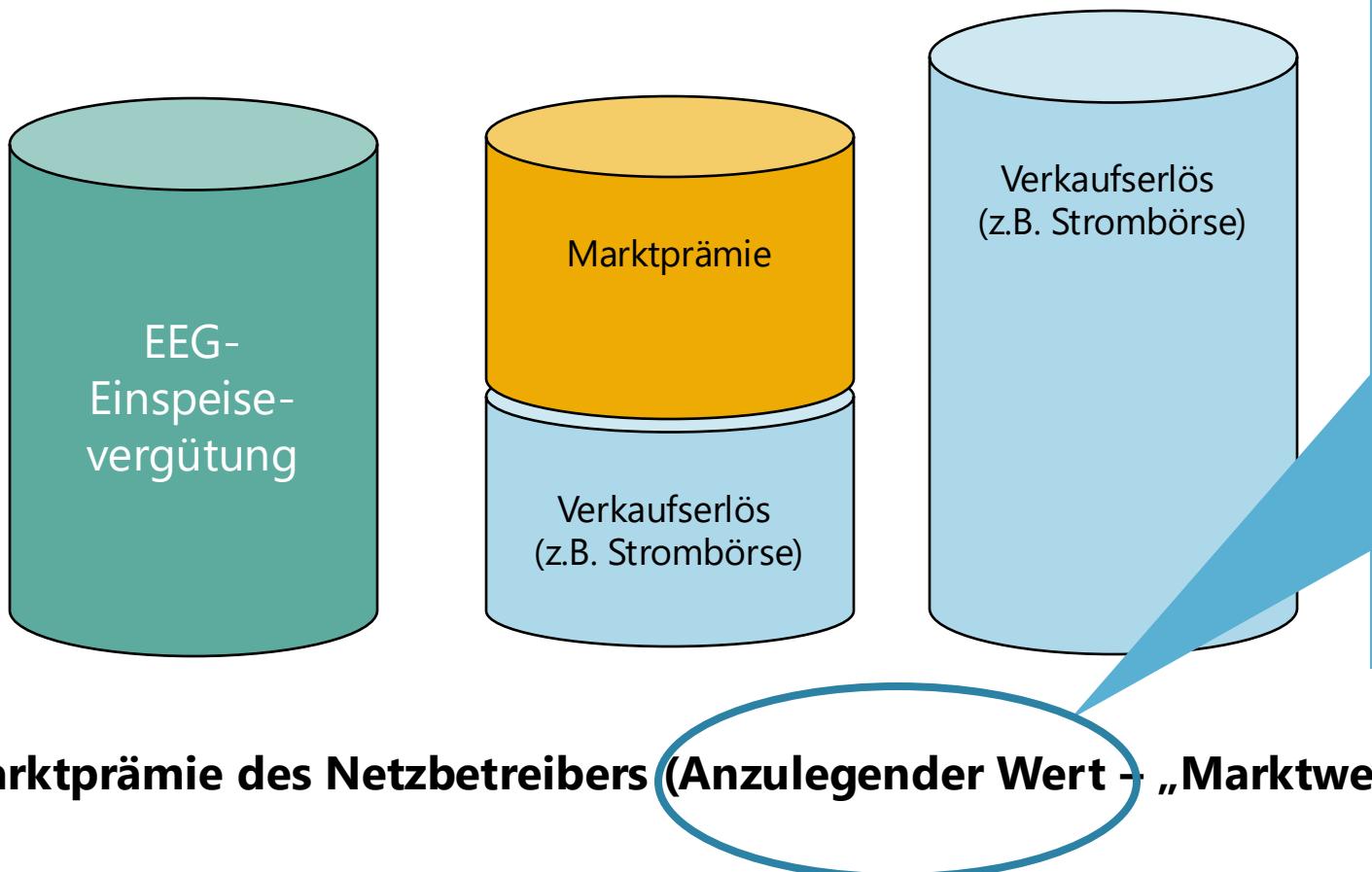
2. **Geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie:** Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmen vermarktet den erzeugten Strom an der Börse. Zusätzlich wird je nach Höhe des Börsenpreises für Solarstrom die „Marktprämie“ vom Netzbetreiber gezahlt.



3. **Geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie bei Ausschreibung:** Wie 2., allerdings „Bewerbung“ um Förderung in Ausschreibung bei der BNetzA

EEG-FÖRDERUNG VON PV-DACHANLAGEN

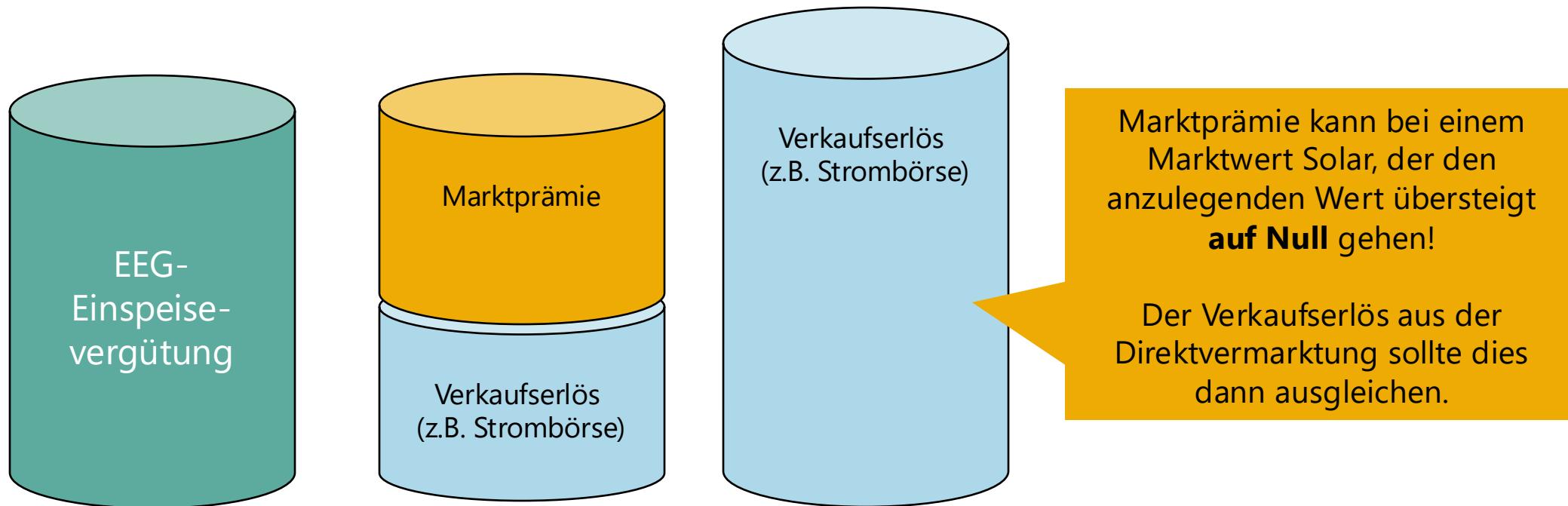
Grafische Darstellung Konzept der Direktvermarktung mit Marktprämie



Der anzulegende Wert wird

- für **PV-Dachanlagen im Leistungssegment 100 kW bis 750 kW** im EEG geregelt
- PV-Dachanlagen = Solaranlagen des zweiten Segments (§ 48 EEG)
- Für PV-Dachanlagen im Leistungssegment < 750 kW wettbewerblich in der Ausschreibung ermittelt
- Für Zeiträume, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert auf null.

GRAFISCHE DARSTELLUNG KONZEPT DER DIREKTVERMARKTUNG MIT MARKTPRÄMIE



Marktprämie des Netzbetreibers (Anzulegender Wert – „Marktwert Solar“)

EEG-FÖRDERUNG



Marktwert „Solar“

Screenshot: veröffentlichte Monatsmarktwerte / „Marktwert Solar“ auf

<https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Marktwert%C3%BCbersicht>

NETZTRANSPARENZ.DE

Über uns Erneuerbare Energien und Umlagen Regelenergie Systemdienstleistungen Strommarktdesign

Datum

2025

Aktuelle Daten anzeigen Erste Daten anzeigen

Chart-Daten zuletzt aktualisiert: 07.11.2025, 15:31 Uhr (ME(S)Z)

Alle Werte in ct/kWh	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Spotmarktpreis	11,414	12,852	9,473	7,794	6,734	6,399	8,780	7,699	8,351	8,440		
MW Wind an Land	8,506	11,591	7,513	7,314	6,171	5,141	8,171	6,824	6,267	5,579		
MW Wind auf See	9,702	11,741	8,136	7,318	6,338	5,823	8,294	6,689	6,748	6,867		
MW Solar	11,511	11,099	5,027	3,041	1,997	1,843	5,923	3,832	4,307	6,980		
MW	11,414	12,852	9,473	7,794	6,734	6,399	8,780	7,699	8,351	8,440		
Negative Stunden (6H)	Ja	Nein	Ja									
Negative Stunden (4H)	Ja	Nein	Ja									
Negative Stunden (3H)	Ja	Nein	Ja									
Negative Stunden (1H)	Ja	Nein	Ja									
Negative Stunden (15MIN)										Ja		

Marktwert Solar Oktober 2025:
6,980 ct/kWh

EEG-FÖRDERUNG VON PV-ANLAGEN

Zusammenrechnung von PV-Dachflächenanlagen

Mehrere PV-Dachflächenanlagen werden unabhängig von den Eigentumsverhältnissen zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs auf EEG-Förderzahlung und zur Bestimmung der Größe zusammengerechnet (§ 24 Abs. 1 EEG 2023), wenn

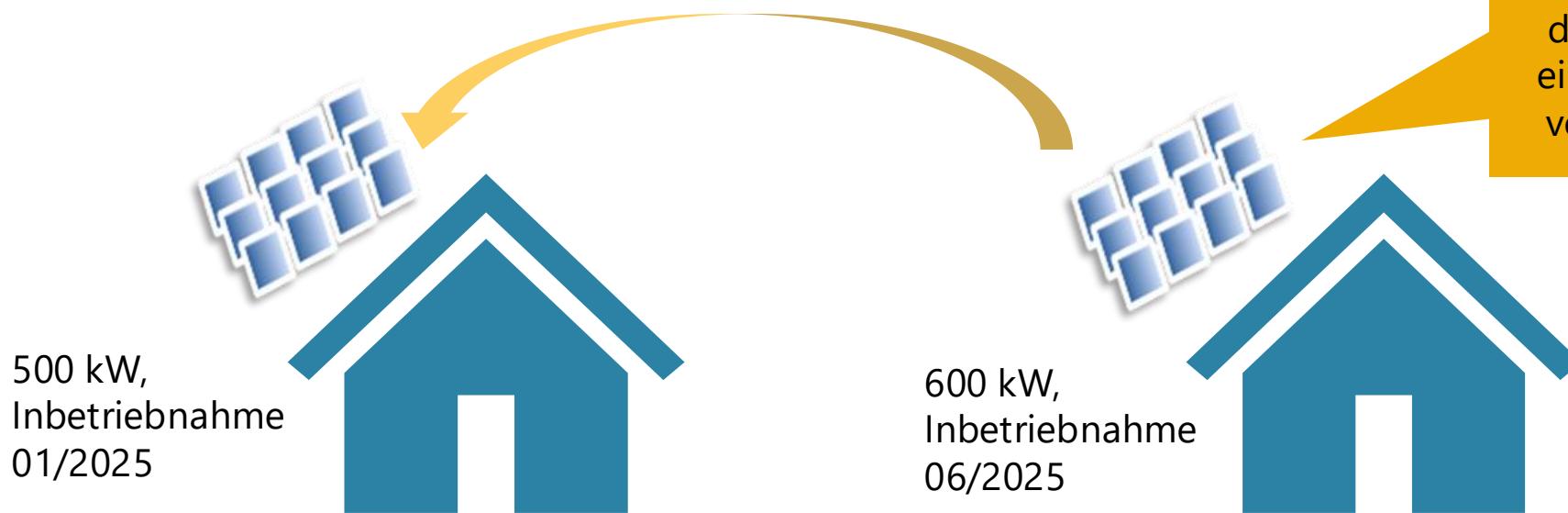
- sie sich auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden,
- sie Strom aus gleichartigen erneuerbaren Energien erzeugen,
- sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

Die Zusammenrechnung wirkt sich jeweils für die zuletzt in Betrieb gesetzte PV-Anlage aus!

Neu mit dem Solarpaket I: PV-Dachanlagen (und Solaranlagen, die ausschließlich an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind), die nicht hinter demselben Netzverknüpfungspunkt betrieben werden, werden nicht zu einer Anlage zusammengefasst (**§ 24 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023**); dies gilt für Neuanlagen mit Inbetriebnahme nach dem **16.05.2024**!

EEG-FÖRDERUNG VON PV-DACHANLAGEN

Zusammenrechnung von mehreren PV-Dachflächenanlagen



Wichtig für:

- Ermittlung der Anlagengröße für die Frage der Vermarktungsform,
- die Pflicht zum Einbau von Steuerungseinrichtungen und
- die Höhe der Förderung!

GEFÖRDERTE DIREKTVERMARKTUNG / MARKTPRÄMIE

↳ Stromeinspeisung in das Netz mit EEG-Förderung

Ablauf der Direktvermarktung

Der Anlagenbetreiber sucht einen geeigneten Direktvermarkter (DV).



Der Anlagenbetreiber schließt mit dem DV einen Vertrag über die Direktvermarktung, dieser regelt bspw.



Anschließend meldet der DV die Anlage beim Anschlussnetzbetreiber zur Direktvermarktung an.



DV übernimmt die Anlage in seinen Bilanzkreis und übernimmt die Fernsteuerung (+ bestätigt dies gegenüber VNB).

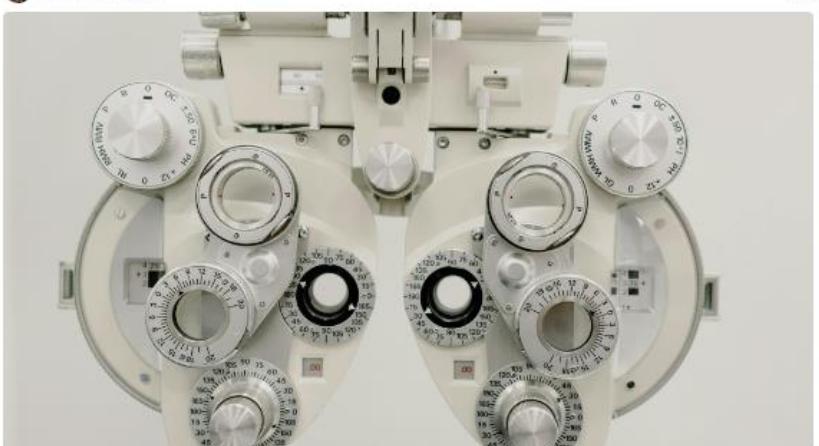
- Vermarktung eingespeister
- **Herstellung der Fernsteuerbarkeit**
- Zahlungsmodalitäten
- Zusätzliche Dienstleistung: Abwicklung von Pflichten nach dem Redispatch 2.0
- etc.

AKTUELLE ENTWICKLUNGEN

Künftige EEG-Förderung: Ausschreibung gibt Einblick in die Überlegungen der Bundesregierung

Potenzialbasierte Modelle sind der Favorit

04.11.2025 11:00



Die Bundesregierung hat eine "Ökonomische Beratung bei der Entwicklung eines neuen Investitionsrahmens für erneuerbare Energien nach dem EEG" ausgeschrieben. Das Leistungsverzeichnis dazu gibt einen Einblick in die Überlegungen der Bundesregierung zur künftigen EEG-Förderung. Die Berater sollen sich insbesondere mit sog. potenzialbasierten Modellen befassen.

Anlass der Ausschreibung

Die europäischen Vorgaben (KUEBLL und Reform des europäischen Strommarktdesigns (EMD) mit der Verordnung (EU) 2024/1747) lösen im Wesentlichen die Pflicht aus, spätestens ab 2027 einen zweiseitigen Differenzvertrag (Contract-for-Difference) oder eine äquivalente Maßnahme mit gleicher Wirkung auszustalten. Außerdem sieht die EMD vor, dass Maßnahmen zur Stärkung von Power Purchase Agreements (PPAs) ergriffen werden. Zur Umsetzung dieser Vorgaben schreibt die Bundesregierung nun Beraterleistungen aus.

Ziele aus dem Koalitionsvertrag

Im Zuge des Koalitionsvertrages hat die Bundesregierung erklärt, den „entschlossenen Ausbau erneuerbarer Energien“ weiter voranzutreiben und „alle Potenziale der erneuerbaren Energien [zu] nutzen“. Gleichzeitig sollen sich die erneuerbaren Energien in ihrem Ausbau stärker netzdienlich orientieren, um Systemkosteneffizienz sicherzustellen.

Diskussionsstand

Das BMWE hatte während der Ampel-Regierung mit dem Dialogprozess im Rahmen der „Plattform Klimaneutrales Stromsystem“ Optionen rund um die Entwicklung eines neuen Investitionsrahmens erörtert. Dabei wurden vier Optionen zur zukünftigen Ausgestaltung des Investitionsrahmens entworfen (Option 1: gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag, Option 2: produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor, Option 3: produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag, Option 4: Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag). Diese wurden im Rahmen des Kapitels 3.2 des Berichts „Strommarktdesign der Zukunft“ des (damaligen) BMWK ausführlich erläutert.

Aufbauend auf diesen Ergebnissen wurden und werden die vier Optionen seit November 2024 im Rahmen des „Vorhabens zur Weiterentwicklung der Finanzierungsinstrumente für erneuerbare Energien nach dem EEG“ weiterentwickelt. Hierbei werden Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Modelle untersucht und Herausforderungen in der praktischen Umsetzung erörtert. Dabei entstand auch das Konzept einer neuen Klasse von „potenzialbasierten“ Modellen, die Eigenschaften der produktionsabhängigen und -unabhängigen Modelle kombinieren.

REDISPATCH 2.0

- **Was ist Redispatch?** Der Begriff **Dispatch** bezeichnet die Einsatzplanung von Kraftwerken durch den Kraftwerksbetreiber. Der Begriff **Redispatch** hingegen bezeichnet die kurzfristige Änderung des Kraftwerkseinsatzes (Drosselung oder Erhöhung der Einspeiseleistung) auf Geheiß der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) um Leitungsabschnitte vor Überlastung zu schützen.
- Seit 1.10.2021 **Neuregelung in §§ 13, 13a, 14 EnWG** (Redispatch 2.0)
- Neue Prozesse für den Informations- und Datenaustausch, den Bilanzkreisausgleich und die Abrechnung gemäß **Festlegungen der BNetzA**
 - zum bilanziellen Ausgleich (BK6-20-059)
 - zu den Mindestfaktoren (Az. PGMF-8116-EnWG § 13)
 - zur Netzbetreiberkoordination (BK6-20-060)
 - zur Informationsbereitstellung (BK6-20-061)
 - zum finanziellen Ausgleich der Anlagenbetreiber (BK8-22-001-A), **NEU seit 5.6.24**

REDISPATCH 2.0

Deutsches Recht:

§ 13a Abs. 1 S. 1 EnWG lautet wie folgt (Hervorhebungen ergänzt):

„Betreiber von **Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung** von elektrischer Energie **mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt** sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, **die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind**, sind verpflichtet, auf Aufforderung durch Betreiber von Übertragungsnetzen die **Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug** anzupassen oder die Anpassung zu dulden.“

REDISPATCH 2.0

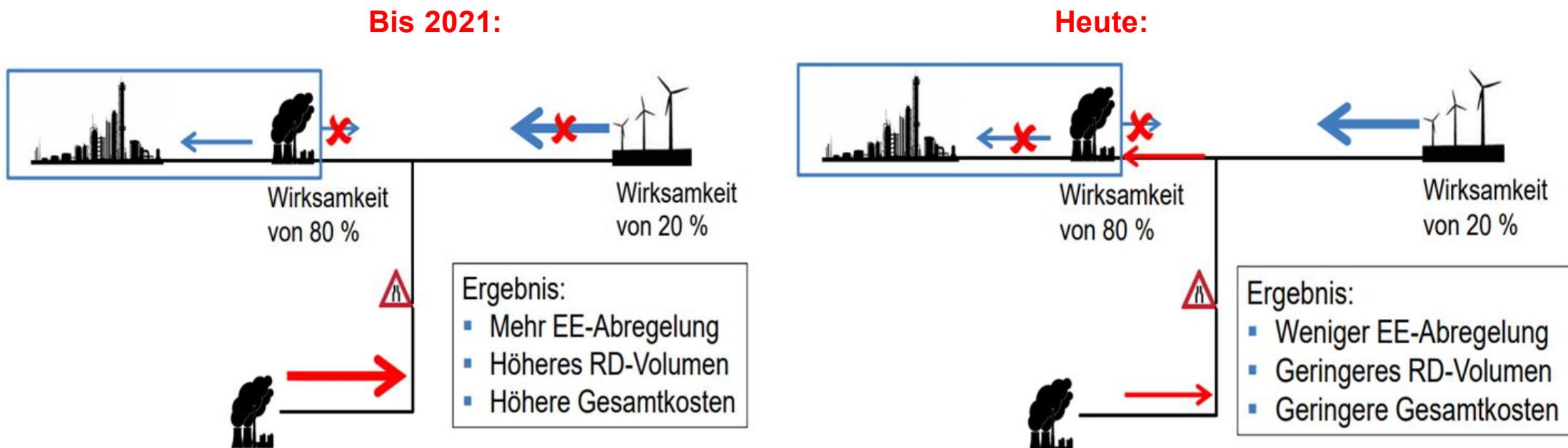
In welche Erzeugungsanlagen von Unternehmen darf ein Netzbetreiber steuernd eingreifen?

- **Alle Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW und bis 10 MW installierter Leistung sowie kleinere steuerbare EE/KWK-Anlagen (Redispatch 2.0)**
- **Konventionelle Anlagen ab 10 MW installierter Leistung (Redispatch 1.0):**
 - es gilt EU-Richtlinie 2017/1485
 - Anlagenbetreiber sollen seit 2019 am harmonisierter Aktivierungsprozess (HAP) der Übertragungsnetzbetreiber mit eigenen Datenmeldungen teilnehmen (Abruf durch den Austausch von XML-Dateien, basierend auf den ENTSO-E-Formaten); Umsetzung läuft noch

REDISPATCH 2.0

Deutsches Recht:

- Netzbetreiber können grundsätzlich die gesamte „Wirkleistungserzeugung“ per Redispatch anpassen (§ 13 Abs. 1 S. 2, 1a), § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG) , statt bisher die „Einspeisung“ i.S.d. Erzeugungsleistung



Quelle: BNetzA/ Fachvortrag Jan Sötebier

AUSWAHL DER REDISPATCH- MAßNAHME



Es sind die geeigneten Maßnahmen auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen



Gesamtbetrachtung

- Alle geeigneten Maßnahmen des Redispatch
- Safety First! Keine Maßnahmen, die ungeeignet sind oder die Netz- und Systemsicherheit beeinträchtigen
- Die gesamte Maßnahmenkombination (nicht nur Einzelmaßnahmen)
- Netzübergreifend (nicht nur im eigenen Netz)
- Auf beiden Seiten des Engpasses

AUSWAHL DER REDISPATCH- MAßNAHME



Es sind die geeigneten Maßnahmen auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen

- Nach den **Gesamtkosten** der Maßnahmenkombination
- **Kosten** einer Maßnahme (in €) = Menge x Preis
- Redispach-**Strommenge** (in MWh)
 - Je nach Wirksamkeit auf den Netzengpass
 - Wie viel Strom dieser Anlage müsste abgeregelt bzw. zusätzlich erzeugt werden, um den Engpass zu entlasten?
- **Preis** der Erzeugungsanpassung (in €/MWh):
 - Welche tatsächlichen Kosten fallen bei der Anpassung der Erzeugung dieser Anlage zulasten der Stromverbraucher an?



Das optimierte Redispach ermöglicht einen einheitlichen Prozess auf der Basis von Planwerten!

AUSGLEICH DER REDISPATCH- MAßNAHME



Woher bekommt der Anlagenbetreiber den Strom bei einer abregelnden Redispatchmaßnahme?

- Im Redispatch 2.0 ist der anpassende Netzbetreiber gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen der betroffenen Einspeise- oder Entnahmestelle zum **energetischen und bilanziellen Ausgleich** verpflichtet (§ 13a Abs. 1a) EnWG)!
- Der Netzbetreiber muss **vorab** über die geplante Anpassung und nachträglich zur tatsächlichen Anpassung informieren.
- Höhe und Durchführung Ausgleich erfolgt nach den Festlegungen der BNetzA

Grundsatz der Marktneutralität, d.h. der Anlagenbetreiber ist wirtschaftlich weder besser noch schlechter zu stellen als er ohne die Maßnahme stünde (finanzeller Ausgleich unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs, § 13a Abs. 2 EnWG)

PFLICHTEN DER ANLAGENBETREIBER

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat mehrere Festlegungen zu den Anforderungen und Verantwortlichkeiten getroffen.

Festlegung zur Informationsbereitstellung (BK6-20-061) regelt, welche Daten von den Anlagenbetreibern an ihre Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln sind

- die **Stammdaten** sind grundsätzlich von allen Anlagenbetreibern zu melden
- Anlagenbetreiber müssen einen Einsatzverantwortlichen (**EIV**) und einen Betreiber ihrer technischen Ressource (**BTR**) benennen
- getroffene Wahl zwischen Modellen zur Ermittlung der erzeugten Leistung der Anlage und zur Abrufung der Anlagenleistung (Duldung der Regelung durch den Netzbetreiber oder Anforderung des Netzbetreibers zur Regelung)
- **Nichtbeanspruchbarkeiten für Selbstversorgung** aus EE- oder KWK-Strom (aus hocheffizienten KWK-Anlagen) oder Leistungseinschränkungen aus technischen Gründen und/oder Außeneinflüssen (bspw. Umweltauflagen)

EIGENVERSORGUNG IM REDISPATCH 2.0

Was gilt für Stromerzeugungsanlagen zur Eigenversorgung in Kundenanlagen?

Die Festlegung der BNetzA zum bilanziellen Ausgleich bei Redispatch-Maßnahmen (BK6-20-059) vom 6.11.2021 konnte man so verstehen, dass Redispatch-Maßnahmen auch in reine Eigenversorgungsanlagen erlaubt sei.

Ggf. Verstoß gegen **Art. 13 Abs. 6 c) der EU-Strombinnenmarktverordnung 2019/943 („Redispatch“)**, der vorsieht, dass Strom aus EE- oder hocheffizienten KWK-Anlagen, der in der Kundenanlage erzeugt und verbraucht wird (Selbstversorgungsmengen), grds. nicht Gegenstand von Redispatch sein soll bzw. nur „ultima ratio“

**Festlegung BK6-20-061 enthält Datenkategorie zur Einhaltung dieser Vorgaben. Es gilt :
Anlagenbetreiber können Selbstversorgungsmengen als sog. „Nichtbeanspruchbarkeit“ angeben.**

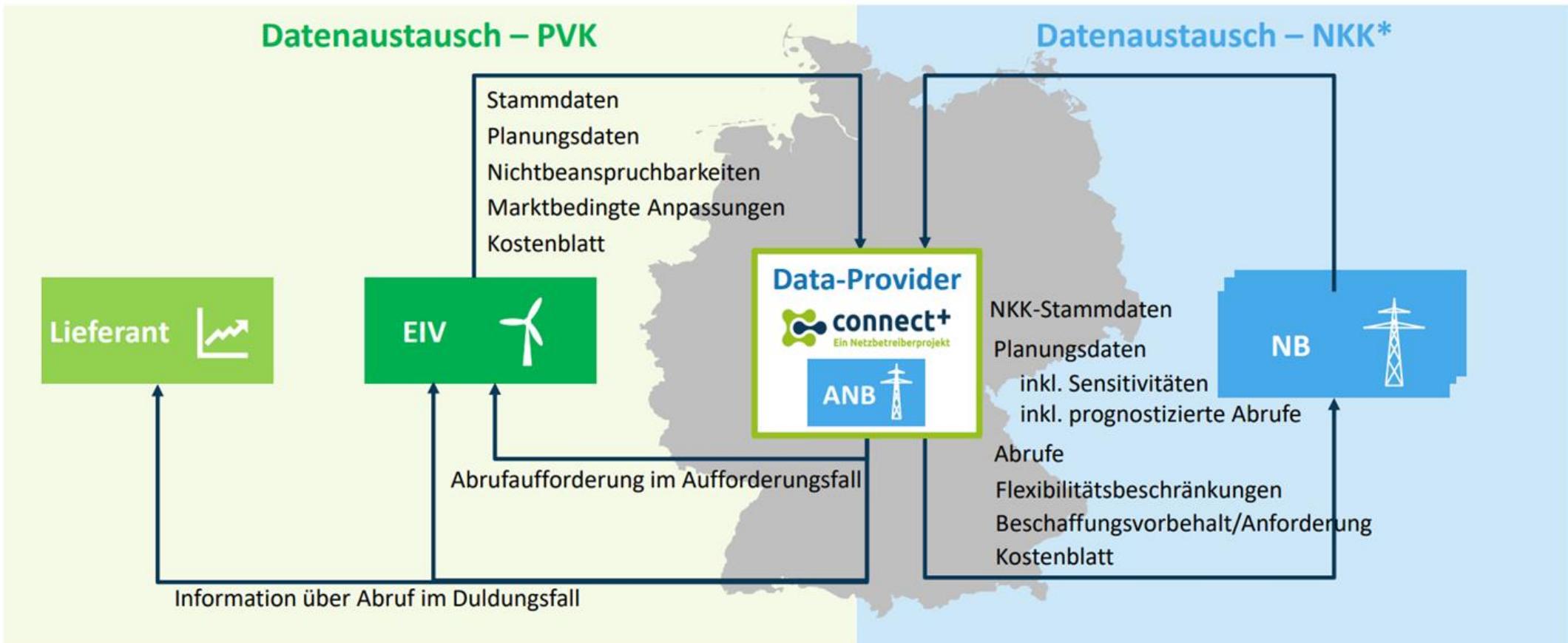
EIGENVERSORGUNG IM REDISPATCH

Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten durch den Dienstleister für das redispatch

- Zu Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom (aus hocheffizienten KWK-Anlagen)
- Zu Leistungseinschränkungen der Anlage aus technischen Gründen und/oder aufgrund von Außeneinflüssen
 - Umweltauflagen, z.B. Anforderungen für einen Störfallbetrieb
 - Genehmigungsrecht
 - Bei PV-Anlagen voraussichtlich sehr selten erfüllt
 - Einzelheiten sollten mit dem Netzbetreiber abgestimmt werden

REDISPATCH 2.0

Connect+ bietet eine deutschlandweite einheitliche Schnittstelle für den Austausch von RD2.0-Prozessdaten



01

EINFÜHRUNG, AKTUELLE SITUATION,
REGULIERUNG I

02

REGULIERUNG II: NETZANSCHLUSS, H2,
EXKURS E-MOBILITÄT

03

REGULIERUNG III: NETZZUGANG,
INDUSTRIEENTGELTE, STROMMARKT

04

GRÜNSTROM: HKNS, PPA, EIGEN-
ERZEUGUNG, FÖRDERUNG
HEUTE/ZUKUNFT, REDISPATCH 2.0

RITTER GENT
COLLEGES

05

GENEHMIGUNGSRECHT, EINFÜHRUNG
KLIMARECHT, FOOTPRINT, KOMPEN-
SATION, KLIMANEUTRALITÄT,
WERBUNG

06

EMISSIONSSCHEINHANDEL, NEUE
FÖRDERINSTRUMENTE

07

VORBEREITUNG KLAUSUR

