

# **Stellungnahme der EnBW Energie Baden-Württemberg AG**

**zum Referentenentwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor**

Karlsruhe, März 2022

---

## 1 Einleitung

Die EnBW begrüßt die Ambitionen des BMWK, den Erneuerbaren Energien den Stellenwert beizumessen, den diese auch unseres Erachtens haben: Mehrwert für Klimaschutz, Arbeitsplätze und Versorgungssicherheit. Die Ausbauziele für die verschiedenen Technologien halten wir für ambitioniert, aber zielführend. Selbst wenn nicht alle Ausbauziele erreicht werden sollten, ist der beschriebene Weg richtig und sollte konsequent verfolgt werden.

Die Festlegung, dass Erneuerbare Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Sicherheit dienen, ist wichtig, wenn Erneuerbare-Energien-Projekte bei Abwägungsentscheidungen Vorrang erhalten sollten. Ob eine Verankerung im EEG ausreichend ist oder aber auch in weiteren Gesetzen notwendig ist, bedarf unseres Erachtens noch der Klärung. Weitere dringend erforderliche Verbesserungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien zur Flächenbereitstellung, zum Abbau von Genehmigungshemmnissen und zur Verfahrensbeschleunigung werden erst mit dem „Sommerpaket“ adressiert. In diesem Zusammenhang wird auch wesentlich sein, dass geeignete Regelungen zum Zusammenspiel des EE-Ausbaus und des Netzausbaus getroffen werden. Eine abschließende Bewertung des Fahrplans und der Maßnahmen des BMWK zur Beschleunigung des EE-Ausbaus ist daher noch nicht möglich. In dieser Stellungnahme gehen wir ausschließlich auf die vorliegenden Aspekte in aller Kürze ein, da die EnBW mit dem grundsätzlichen Ausbaupfad völlig übereinstimmt und nur an einigen Stellen das vorhandene Potenzial unseres Erachtens noch besser genutzt werden könnte.

---

## 2 Technologieübergreifende Aspekte

Wir unterstützen die **Zielvorgabe des BMWK**, bis 2030 mindestens einen Anteil von 80 % Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch zu erreichen. Die vorgesehenen Auktionsmengen erscheinen uns sinnvoll, selbst wenn jetzt noch nicht absehbar ist, ob alle Ziele auch erreicht werden können. Grundsätzlich ist es wichtig, dass der Pfad und das Ziel klar dargestellt werden, und dass tatsächlich eine Entfesselung stattfindet und kleinteilige Regelungen und zu hohe bürokratische Hürden zügig abgeschafft werden. Eine sinnvolle Anpassung im Auktionsdesign wäre z.B. bei der Windenergie an Land eine Festlegung der vier Gebotstermine im exakten Drei-Monats-Rhythmus.

### **Erweiterung kommunale Beteiligung**

Die Einführung der **kommunalen Beteiligung** ist aus unserer Sicht für neue Projekte ein Erfolg. Die Kommunen reagieren sehr positiv auf das Angebot aus der Branche. Die Erweiterung der kommunalen Beteiligung auf Bestandsanlagen ist unseres Erachtens aber nur dort sinnvoll, wo

die Anlagen von einer EEG-Einspeisevergütung profitieren und der Beitrag infolgedessen vom Netzbetreiber zurückerstattet werden kann. Für große PV-Projekte und Bestandwindparks kann aber bereits die bloße Möglichkeit der Beteiligung eine Belastung bedeuten. Denn aus der Möglichkeit zur Beteiligung durch den Anlagenbetreiber kann schnell eine compliance-relevante Forderung der Kommune werden, die bspw. neue Projekte oder Projekterweiterungen hemmt (die Ausweisung von neuen Flächen wird an die Forderung geknüpft, dass für den bestehenden Park nachträglich auch noch die kommunale Beteiligung gezahlt wird). Gerade bei förderfreien Projekten stellt dies einen nachträglichen Eingriff in ein bereits kalkuliertes Projekt dar, der nicht mit Art. 14 GG zu vereinen ist. Sollte für **EEG-Bestandsanlagen eine kommunale Beteiligung** eingeführt werden, sollte diese auf geförderte Anlagen beschränkt und/oder zumindest in ihrer Höhe geringer sein (z.B. 0,1 ct/kWh), als der Höchstsatz von 0,2 ct/kWh bei Neuanlagen. Erstens ist diese kommunale Einnahme ein „Windfall-Profit“, der vom Steuerzahler oder dem umlagepflichtigen Stromkunden für bereits bestehende Projekte gezahlt wird. Zweitens wird mit einer niedrigeren Zahlung die finanzielle Bereitschaft für ein Repowering der Altprojekte gestärkt, wenn der Kommune für ein Neuprojekt eine höhere Beteiligung zugesprochen werden kann.

Diese Konflikte sollten vermieden werden, weshalb eine unbegrenzte Ausweitung auf Bestandsanlagen abzulehnen ist.

Die nach wie vor in **§ 36g Abs. 5 EEG bestehende Ermächtigungsgrundlage für die Bundesländer**, die diesen die Möglichkeit bietet, auf Landesebene eine weitere Abgabe auf Gewinne aus dem Betrieb von Windenergieanlagen zu erheben, sollte gestrichen werden, um eine bundesweite Gleichbehandlung im Rahmen der Ausschreibungen zu garantieren.

Die in § 6 Abs. 4 Satz1 vorgesehene **Verknüpfung naturschutzfachlicher Regelungen im Vertrag über die kommunale Beteiligung** erscheint nicht sinnvoll und schafft Rechtsunsicherheit - schließlich soll die Festlegung von naturschutzfachlichen Ausgleichsmaßnahmen im Rahmen des Genehmigungsverfahrens der Fachbehörde vorbehalten bleiben. Es drohen eine Vermischung von Zuständigkeiten und zusätzliche Abstimmungen, die der Prämisse, zügige Genehmigungsverfahren durchzuführen, widerspricht. Zudem erscheint das Instrument, den Abschluss des Vertrages über die Beteiligung von der Verpflichtung zu ggf. weitreichenden Maßnahmen für den Naturschutz durch den Anlagenbetreiber abhängig zu machen, wenig sinnvoll. Der Vertragsabschluss liegt ja vor allem im Interesse der Gemeinde. Sofern sie diesen Vertragsabschluss zusätzlich von weiteren Forderungen abhängig macht, ist ihr damit nicht geholfen.

### **Erweiterung der Flächenkulisse**

Die **Flächenkulisse für Freiflächen (FF)-Photovoltaik** ist in der vorliegenden Form nicht ausreichend und sollte ausgeweitet werden, um den Boom beim Ausbau von FF-PV auszulösen, der dringend notwendig ist, um die Hälfte der anvisierten Leistung von 200 GW PV mit der Leistung aus Freiflächenanlagen zu füllen. Zum einen wäre deshalb ein verbindliches Ziel der Bundesländer sinnvoll, Flächen für PV zur Verfügung zu stellen. In diesem Zusammenhang sollte die Opt-Out Option der Bundesländer bei der Nutzung von benachteiligten Gebieten umgesetzt werden.

Damit wären die benachteiligten Flächen so lange freigegeben, bis die Bundesländer aktiv anderslautende Landesregelungen erlassen.

### **Vereinfachung Erbschaftssteuer**

Weiterer wichtiger Aspekt ist der Anfall von **Erbschaftssteuer** im Erbfall bei Einnahmen eines Grundstückseigentümers aus PV-Anlagen (geregelt im Bewertungsgesetz). Auch wenn eine Lösung nicht direkt im EEG gefunden werden kann, so ist die Thematik aber für die hier angesprochene Situation der Flächenverfügbarkeit wichtig. Aktuell werden PV-Freiflächenanlagen nicht als sog. geduldetes landwirtschaftliches Betriebsvermögen angesehen, so dass für den Landeigentümer die Situation eintreten kann, im Erbfall hohe Erbschaftssteuern für zukünftige Einkünfte aus Pachteinnahmen PV abführen zu müssen. Dieses erhebliche Risiko hemmt die Bereitschaft, Flächen für Photovoltaik zur Verfügung zu stellen, erheblich.

### **Verordnungsermächtigung CFD**

Die **Verordnungsermächtigung zur Änderung des Fördermechanismus (§ 88 f)** inklusive der Möglichkeit, einen Contract for Difference (CFD) einzuführen, halten wir für zu weitgehend. Eine solche Änderung der Grundlagen der EE-Förderung sollte nicht über eine Verordnung eingeführt werden. Die Diskussion über die weitere Förderung der Erneuerbaren Energien gehört unseres Erachtens in die Plattform klimaneutrales Stromsystem. Nur im Zusammenhang mit dem gesamten Stromsystem und Marktdesign ist eine Beurteilung der Sinnhaftigkeit der Änderung des Förderregimes machbar. Wir halten eine Umstellung auf einen CFD grundsätzlich nicht für zielführend, da Marktintegration, Ausstellung von grünen Herkunftsnachweisen (HKN) und marktliche Refinanzierung von EE damit ausgeschlossen bleiben.

### **Einführung Energie-Umlagen-Gesetz**

Die Überführung des Wälzungsmechanismus und der Umlagebefreiungen in das neue Energie-Umlagen-Gesetz unterstützen wir, denn damit wird das EEG entschlackt und um Tatbestände bereinigt, die nicht genuin der Förderung der Erneuerbaren Energien dienen. Die Formulierungen zum **Thema Messen und Schätzen in Abschnitt 5 des EnUG** sind grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings sollte festgelegt werden, dass die Messvorgaben und Meldepflichten im EEG 2021 bereits rückwirkend zum 01.01.2022 gestrichen werden, um Rechtsunsicherheiten für den Übergangszeitraum bis zum Inkrafttreten des EnUG zu vermeiden. Jedenfalls sollte aber die Schätzbefugnis für diesen Zeitraum bestehen bleiben.

### **Eigenversorgungsverbot aufheben**

In Zusammenhang mit der Absetzung der EEG-Umlage sollte zudem die **Aufhebung des § 27 a EEG 2021** (Verbot der Eigenversorgung) erfolgen. Schließlich entfällt mit der Herabsetzung der EEG-Umlage auch der Regelungszweck des § 27a EEG 2021. Denn es kann nicht mehr die Situa-

tion entstehen, dass infolge privilegierter Stromverbräuche im Rahmen einer Eigenversorgung Wettbewerbsvorteile in der Ausschreibung entstehen. Insbesondere für kombinierte Projekte, also nicht ausschließlich technologiespezifische EE-Parks, wäre ein andauerndes Verbot der Eigenversorgung hinderlich. Diese sollten deshalb durch die Streichung dauerhaft unterstützt werden.

### **Klarheit bei neuen Meldepflichten schaffen**

Die **Einführung des neuen § 71** ist in seiner Anwendung unklar: besteht die Meldepflicht in Bezug auf den Schwellenwert bei einzelnen Anlagen, Einheiten oder sogar insgesamt anlagenübergreifend, sofern eine Betreibergesellschaft mehrere Anlagen bzw. Einheiten betreibt? Um die Erfüllung der Meldepflicht vornehmen zu können, wäre eine Klarstellung an dieser Stelle erforderlich.

Neben den hier genannten grundsätzlichen Bemerkungen sehen wir **in folgenden Bereichen noch konkreten Anpassungsbedarf**, um die jeweilige Technologie zu befähigen, einen Beitrag für das Gelingen der Energiewende zu leisten:

---

## 3 Kleine PV

Grundsätzlich ist an dieser Stelle anzumerken, dass gerade im Bereich der kleinen PV-Anlagen erhebliche Potenziale liegen. Diese Potenziale gründen vor allem auf der Investitionsfreude und dem Investitionswillen aktiver Energiewendeteilnehmer. Diese müssen gehoben werden, vor allem durch Entbürokratisierung und Entschlackung der Prozesse. Es muss darauf geachtet werden, dass sowohl Volleinspeisung als auch Eigenverbrauch mitgedacht werden und beide wirtschaftlich möglich gemacht werden. Um 100 GW PV auf Gebäuden zu erreichen, muss das gesamte Potenzial aktiviert werden.

### ***§ 3 Nr. 19 EEG: Begriffsbestimmung der Eigenversorgung ausweiten***

*Formulierungsvorschlag:*

*Direktverbrauch (statt Eigenversorgung): Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit einer Anlage oder KWK-Anlage verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird.*

Die für die Eigenversorgung geforderte Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Letztverbraucher gilt hier explizit nicht, Anlagenbetreiber und Letztverbraucher können vielmehr personenverschieden sein. Für solche Nahversorgungskonzepte kann eine Ba-

gatellgrenze eingeführt werden, bspw. für Anlagen bis 30 kWp, oder die weitere Einschränkung gelten, dass der Direktverbrauch nur innerhalb des Gebäudes mit der Eigenversorgung gleichzusetzen ist. Dies erleichtert die Vor-Ort-Versorgung bspw. von Einliegerwohnungen etc. Solche Konzepte scheitern derzeit daran, dass in solchen Fällen eine Belieferung durch Dritte stattfindet, die den Anlagenbetreiber mit allen Pflichten im Sinne des EnWG zum Stromlieferanten werden lässt.

### **§ 3 Nr. 33 EEG: Letztverbraucherbegriff des EEG an die Definition des EnWG anpassen**

Im Entwurf des Energie-Umlagen-Gesetzes (EnUG) wird der Letztverbraucher nicht definiert, § 2 Nr. 4 EnUG stellt aber für die Definition des Elektrizitätsversorgungsunternehmens auf die Lieferung von Elektrizität an Letztverbraucher ab. Gleiches gilt für die Regelung des § 45 EnUG. Es ist nicht klar, ob das EnUG auf den Letztverbraucherbegriff des EnWG oder des EEG abstellt. Daher sollte der Letztverbraucherbegriff im Energiewirtschaftsrecht einheitlich definiert und insbesondere eine vergleichbare Regelung im EEG (sowie im späteren EnUG, s.u.) zu den Regelungen in § 3 Nr. 25 EnWG und § 2 Nummer 8 Messstellenbetriebsgesetz aufgenommen werden. Dies ist allein schon im Kontext der Elektromobilität sinnvoll und erforderlich.

*Formulierungsvorschlag:*

*„Letztverbraucher“: jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht; der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile und der Strombezug für Landstromanlagen steht dem Letztverbrauch gleich.“*

### **§ 10 b Abs. 2 Nr. 3 EEG: Wiedereinführung Mess- und Bilanzierungspflicht für Kleinanlagenbetreiber in der Volleinspeisung**

Es bedarf an dieser Stelle keiner Streichung, sondern vielmehr einer Ausweitung der messtechnischen Erleichterungen auch auf Überschusseinspeiseanlagen: Hohe messtechnische Anforderungen für Anlagen außerhalb der Pflichteinbaufälle nach MsbG stehen einer Inanspruchnahme der (sonstigen) Direktvermarktung als marktliche Alternative zur Einspeisevergütung bzw. Anschlussförderung für ausgeforderte Anlagen entgegen. Hier bedarf es für das Kleinstanlagensegment Ausnahmen, damit die Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Zudem ist eine Gleichbehandlung von Volleinspeiseanlagen und Anlagen in der Überschusseinspeisung zwingend notwendig. Daher ist auch § 10 b Abs. 2 Nr. 2 auf Überschusseinspeiser auszuweiten (s.u.). Eine ordnungsgemäße Bilanzierung der direktvermarkteten Strommengen ist bei dem Kleinstanlagensegment auch auf Basis von Standardeinspeiseprofilen durchaus zu gewährleisten, sofern hierfür geeignete Standardeinspeiseprofile entwickelt werden. Letztlich ist auch darauf zu achten, dass die messtechnischen Vorgaben an Netzbetreiber und Direktvermarkter nicht voneinander abweichen.

***§ 10 b Abs. 2 Nr. 2 EEG: Wegfall der Verpflichtung zur Fernsteuerbarkeit bei vertraglicher Regelung DV/ABSEP***

Regelung muss zwingend auf Anlagen in der Überschusseinspeisung ausgeweitet werden.

***§ 48 Abs. 2 und 2a EEG: Festsetzung der Vergütung für Überschusseinspeiser (Abs. 2) und Volleinspeiser (Abs. 2a) in Verbindung mit Meldepflicht im Vorjahr, dass Volleinspeisung vorgenommen werden soll***

Im Kontext getrennter Einspeisevergütungen für Überschuss- und Volleinspeiser weisen wir darauf hin, dass dies auch mittelfristig unter keinen Umständen dazu führen darf, dass künftig die Eigenverbrauchs- bzw. Direktverbrauchsanlagen gegenüber den Volleinspeiseanlagen benachteiligt werden. Hier bedarf es stets einer gleichwertigen Förderung, damit der Anlagenbetreiber auch kurzfristig immer die freie Wahl zwischen beiden Optionen hat: die Motivation für das private Invest in eine PV-Anlage ist oftmals durch Autarkiebestrebungen begründet und ist ein maßgeblicher Treiber für den dringend benötigten Zubau von PV-Anlagen: nimmt man dem Anlagenbetreiber diese (wirtschaftliche) Option, besteht die erhebliche Gefahr eines Abwürgens privater Investitionen. Letztlich führt ein optionaler kalenderjahresbezogener Wechsel zwischen unterschiedlichen Fördersätzen zu einer weiter erhöhten Abrechnungskomplexität und konterkariert den vom Gesetzgeber intendierten Bürokratieabbau.

***§ 95 Nr. 2 EEG: Ermächtigung zur Rechtsverordnung im Bereich des § 9 zu regeln, ab welchem Schwellenwert die Pflichten des § 9 Absatz 1 oder 1a auch für Anlagen und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt gelten und, soweit erforderlich, dafür kostenschützende Regelungen angelehnt an die Preisobergrenzen in § 31 des Messstellenbetriebsgesetzes vorzusehen***

Dieser Paragraph ist aus unserer Sicht zwingend zu streichen: Ein Absenken der Schwelle für die Verpflichtung zur Ermöglichung einer Fernsteuerbarkeit bzw. die Übermittlung der Ist-Einspeisewerte über ein intelligentes Messsystem durch den Netzbetreiber bei Anlagen < 25 kW ist weder notwendig noch sinnstiftend. Das würde bedeuten, dass auch Kleinstanlagen künftig fernsteuerbar sein müssten. Es führt vielmehr zu einer erheblichen zusätzlichen Kostenbelastung bei den Anlagenbetreibern; selbst bei sog. kostenschützenden Preisobergrenzen käme es zu Mehrbelastungen, die die Wirtschaftlichkeit kleiner Anlagen deutlich verschlechtern würden.

***§ 2 EnUG: Begriffsbestimmung Letztverbraucherbegriff***

Siehe Kommentierung zu EEG: Unklar, auf welchen Letztverbraucherbegriff (EnWG/EEG?) sich die Regelungen des EnUG beziehen. Vorschlag: Vereinheitlichung des Letztverbraucherbegriffs nach den Vorgaben des EnWG (§ 3 Nr. 25 EnWG).

### **§ 21 Abs. 1 EnUG:**

Durch Wegfall der EEG-Umlage deutlich verbesserte Rahmenbedingungen, nach wie vor jedoch hohe messtechnische Anforderungen, mit Blick auf die verbleibenden Umlagen sowie weiterhin nicht unerhebliche administrative Aufwände für den Umlagenschuldner, im Kontext der Antragstellungen bei unterschiedlichen Stellen für die Vermeidung einer Doppelbelastung und der damit einhergehenden Nachweisführung.

### **§ 22 EnUG: Für Wärmepumpen entfällt Zahlung von bestimmten Umlagen**

Der vorgesehene Wegfall von Umlagen (KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage (sowie der EEG-Umlage, aber die fällt ja ohnehin weg)) bei Belieferung von Wärmepumpen ist positiv zu bewerten, jedoch gibt es Präzisierungsbedarf in der Gesetzesformulierung sowie bei der Begründung:

#### Formulierungsvorschlag zu § 22 Abs. 1 EnUG

##### *§ 22 Umlageerhebung bei elektrisch angetriebenen Wärmepumpen*

*(1) Der Anspruch auf Zahlung der Umlagen verringert sich auf null für die Netzentnahme von Strom, der in einer elektrisch angetriebenen Wärmepumpe verbraucht wird, wenn*  
*1. der Verbrauch der die Wärmepumpe über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist erfasst wird und..[...]*

Die Formulierung „mit dem Netz verbunden“ ist missverständlich und sollte gestrichen werden, weil damit ggf. auch das Erfordernis eines separaten Netzanschlusses gemeint sein könnte. Es geht dem Gesetzgeber aber ausweislich der Gesetzesbegründung nur um die Sicherstellung einer messtechnischen Abgrenzung des Stroms für die Wärmepumpe vom übrigen Haushaltsstrom, weil nur der Strom für die WP umlageprivilegiert werden soll.

Die Privilegierung ist abhängig von der Jahresarbeitszahl, je nach Wärmepumpentyp. Der Nachweis (Jahresarbeitszahl) muss über eine Fachunternehmererklärung erbracht werden; dies kann bei Neuanlagen im Zuge der Fertigstellungsanzeige durch den Elektroinstallateur erfolgen.

Für Bestandsanlagen (allein im Netzgebiet der Netze BW > 60.000) liegt hierzu i.d.R. dem Netzbetreiber nichts vor. Eine unbürokratische Privilegierung für Bestandsanlagen ist unbedingt erforderlich, sonst rollt eine Welle mit Fachunternehmererklärungen auf die Netzbetreiber zu, die bearbeitet werden müssen.

Eine Ergänzung um sonstige steuerbare Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG) in Niederspannung (elektrische Boiler, Speicherheizungen) ist zumindest für Bestandsanlagen



wünschenswert. Grund: Im Bestand sind bei den Zählpunkten mit Wärmepumpen für die Heizung oft elektrische Boiler oder zumindest Heizstäbe für die Warmwasseraufbereitung integriert.

***§ 19 Abs. 2 Satz 6 StromNEV: Streichung des § 27b KWKG und alternativer Verweis auf §§ 45 und 46 EnUG nicht ausreichend für die Beibehaltung der analogen Anwendbarkeit des § 21 EnUG***

Es bedarf einer ausdrücklichen Ergänzung in § 19 Abs. 2 StromNEV, dass § 21 EnUG entsprechende Anwendung findet, damit eine Doppelbelastung mit dieser Umlage entfallen kann.

***§ 18 Abs. 1 Satz 1 AbLaV: Verweis auf analoge Anwendung des § 61l EEG alt durch Streichung des § 27b KWKG nicht mehr existent***

Es bedarf einer entsprechenden Ergänzung in § 18 AbLaV, dass § 21 EnUG entsprechende Anwendung findet, damit eine Doppelbelastung mit der Umlage entfallen kann.

Es wird zudem angeregt die Umlagebefreiungen explizit auf die netzbezogenen Strommengen für Elektrolyseure zu erweitern. Dies zudem dergestalt, dass ein Rückverstromungserfordernis nicht besteht. Damit kann der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft mittels niedriger Gestehungskosten bestmöglich unterstützt werden.

---

## 4 KWK

Eine wiederholte Änderung der gesetzlichen Randbedingungen zur **KWK-Förderung stellt die Investitionssicherheit in Frage**, die bei nachhaltigen und finanzintensiven Projekten aber notwendig ist. Seit dem Start unserer Fuel-Switch-Planungen zum Ersatz von Kohlekraftwerken durch moderne Gaskraftwerke Ende 2019 ist dies nun bereits die zweite Änderung des KWK-Gesetzes und weitere Novellen sind bereits angekündigt. Mit derart häufigen Änderungen der für die Wirtschaftlichkeit und damit Realisierung der Anlagen wichtigen Förderbedingungen geht die Planungssicherheit verloren und ohne Planungssicherheit bzw. bei Risiken hinsichtlich des Erhalts und der Höhe der KWK-Förderung können wir keine Anlagen errichten. Der politisch gewünschte Fuel Switch zur Errichtung neuer disponibel einsetzbarer Gaskraftwerke anstelle bestehender Kohlekraftwerke ist wirtschaftlich eine herausfordernde Aufgabe – insbesondere auch angesichts der aktuellen geopolitischen Ereignisse und deren energiewirtschaftlichen Auswirkungen. Nach Eindruck der EnBW werden bislang nur wenige Fuel-Switch-Projekte in Deutschland geplant. Weitere Unsicherheiten z.B. bei der KWK-Förderung schaden den in Planung befindlichen Projekten stark.

### **§ 6 cc KWKG: Wasserstofffähigkeit als Voraussetzung**

Anlagen, die nach dem 30.6.2023 genehmigt werden, sind künftig nur noch dann förderfähig, wenn sie nach dem 1.1.2028 mit höchstens 10 % der Kosten, die eine mögliche Neuerichtung der Anlage mit gleicher Leistung nach aktuellem Stand der Technik gekostet hätte, so umgestellt werden können, dass sie ausschließlich auf H<sub>2</sub>-Basis betrieben werden können. Zum 1.1.2028 müssen alle kraftwerksseitigen Voraussetzungen vorliegen, die für die spätere Umrüstung auf H<sub>2</sub> erforderlich sind. Dafür ist ein geeigneter Nachweis im Zulassungsverfahren zu erbringen. Die EnBW, als Investor, ist auf entsprechende „Garantien“ der Lieferanten angewiesen, daher muss klargestellt werden, dass Betreiber nicht sanktioniert werden dürfen, wenn Lieferanten diese nicht einhalten können. Es dürfen nur die vom Betreiber zu verantwortenden Kosten der Erzeugungsanlage betrachtet werden (nicht Kosten zum Umbau der Gasversorgungsanlagen außerhalb der Erzeugungsanlage oder Kosten zur Einhaltung von ggf. zu diesem Zeitpunkt verschärften Umweltschutzauflagen). Da der Wasserstoffumbau erst in frühestens 6 Jahren erfolgen soll, sind Inflationseffekte bei den anzurechnenden Kosten herauszurechnen.

---

## 5 Biomasse

Biomasse wird in vielerlei Anwendungsform eine wichtige Rolle in der zukünftigen Energieversorgung spielen, gerade im Bereich der Versorgungssicherheit und des flexiblen Ausgleichs von Wind und Sonne. Diese Stellung sollte der Biomasse bei der Novellierung des EEG zukommen. Dazu sehen wir notwendige Anpassungen in folgenden Bereichen:

### **§ 28 c EEG: Auktionsmengen Biomasseanlagen**

Es ist eine Auktionsmenge festzulegen, welche die aktuell erzeugte Strommenge aus Biomasse sicherstellt. Durch die hohen Restriktionen und Anforderungen an die Flexibilisierung sagt die installierte Leistung in Zukunft wenig über den tatsächlichen Anteil von Strom aus Biomasse aus.

### **§ 28 d EEG: Auktionsmengen Biomethananlagen**

Aufgrund der hohen Restriktionen an Flexibilisierung sagt die installierte Leistung wenig über den tatsächlichen Anteil von Strom aus Biomethan aus. Die Auktionsmenge sollte deutlich erhöht werden, auch um die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung im städtischen Bereich durch Nahwärme/Fernwärme voranzutreiben.

### **§ 39 b EEG: Anpassung Höchstwerte**

In Verbindung mit der Reduzierung der Bemessungsleistung auf 10% gemäß § 39m Abs. 2 EEG müsste der Höchstwert angehoben werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen.

### **§ 39 i EEG: Ausschluss Biomethananlagen aus Biomasseauktion**

Die Option, aus beiden Ausschreibungsmodellen zu wählen, sollte beibehalten werden, zumindest bis das Ergebnis der geplanten Biomasse-Strategie feststeht.

### **§ 39 k EEG: H2 Readiness**

Die Anforderung, dass Letztverbraucher im Rahmen einer geeigneten Übergangsfrist H2-ready sein sollten, wird grundsätzlich begrüßt. Die Anforderungen von § 39 k sind jedoch zu weitreichend, da zum Zeitpunkt des Erhalts der Genehmigung der Anlagen (KWK-Anlagen) in 2023 die Kosten für eine Umstellung auf 100 % H2-Bezug nicht bekannt sind. Auch ist nicht zu erwarten, dass die Gasnetze bereits ab 2028 komplett auf H2 umgestellt werden. Zudem sollte den Herstellern der Anlagen eine Übergangsfrist eingeräumt werden. Vorschlag: Anforderung an Anlagen ab Genehmigungszeitpunkt 2025 ohne Kostennachweis für Anlagen größer 10 MW.

Weiterhin ist die Einschränkung auf die "Südregion" zu streichen. Dies schränkt die Option des Einsatzes von Biomethan wesentlich ein.

### **§ 39 l EEG: Höchstwert Biomethanauktion**

Der Höchstwert ist auf 19 Cent pro kWh anzulegen. Beim RefE wurde nicht der steigende Aufwand für die Biomethananlagen berücksichtigt (Zertifizierung Nachhaltigkeit und THG-Minderung, Verringerung der Volllaststunden und damit der Vergütung, Anstieg der Netzentgelte usw.).

### **§ 39 m EEG: Absenkung förderfähige Volllaststunden**

Absenkung auf 10 % zu streichen. Der Aufwand / die Kosten für die Betreiber dieser Anlagen stehen in keinem Verhältnis mit den Erlösen.

### **§ 42 EEG: Fortschreibung Höchstwerte**

Ergänzung in b) ist zu streichen, der Einsatz von Biomethan gerade in für Quartierslösungen (Nahwärme/Fernwärme) sollte möglich sein. Zumal der Einsatz von Biomethan im KWKG ab 2024 ausgeschlossen sein soll und man somit keine andere Option hat.

### **§ 35 KWKG: Einsatz von Biomethan in KWK-Anlagen**

Ersatzlos zu streichen. Der Einsatz von Biomethan in KWK-Anlagen ist erforderlich, um auch Fernwärme/Nahwärme und Quartiere zu dekarbonisieren.

## 6 Netzthemen

### ***§ 9 Abs. 8 i.V.m. § 100 Abs. 1 EEG: Übergangsbestimmung zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK) von Windenergieanlagen***

Die Pflicht zur Ausstattung mit bedarfsgesteuerter Nachtkennzeichnung gilt nur noch für Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 31.12.2005. Da nach § 100 Abs. 1 EEG für Anlagen, die vor dem 01.01.2023 in Betrieb genommen werden bzw. die vor dem 01.01.2023 an einer Ausschreibung teilnehmen, das EEG 2021 gilt, sollte dort eindeutig geregelt werden, dass die Ausstattungspflicht auch für Anlagen gilt, die vor dem 01.01.2023 in Betrieb genommen worden sind bzw. an einer Ausschreibung teilgenommen haben.

Vorschlag für ergänzende Übergangsbestimmung in § 100 Abs. 1:

„Für Windkraftanlagen, welche vor dem 01.01.2023 in Betrieb genommen worden sind oder deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren mit Gebotstermin vor dem 01.01.2023 ermittelt worden ist, ist statt § 9 Abs. 8 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung § 9 Abs. 8 dieses Gesetzes anzuwenden.“

### ***§ 19 Abs. 4 u. 5 EEG: Wegfall des Förderanspruchs***

Die jeweils in Nr. 1 und 2 genannten Kriterien können vom Netzbetreiber nicht überprüft werden und werden auch vom Anlagenbetreiber nicht freiwillig offengelegt werden. Es sollte daher eine Verpflichtung des Anlagenbetreibers, ggf. das Vorliegen dieser Sachverhalte dem Netzbetreiber mitzuteilen, aufgenommen werden.

### ***§ 22b Abs. 5 EEG: Förderausschluss für Folgeprojekte von Bürgerenergiegesellschaften***

Der befristete Förderausschluss von Mitgliedern und Anteilseignern von Bürgerenergiegesellschaften sowie verbundenen Unternehmen für Folgeprojekte derselben Technologie und desselben Segments kann vom Netzbetreiber nicht überprüft werden. Es sollte daher klargestellt werden, wie ein Missbrauch ausgeschlossen werden soll.

### ***§ 40 Abs. 2 EEG: Leistungserhöhung***

Wie bisher besteht der Förderanspruch auch bei Erhöhung des Leistungsvermögens der Anlage. In der Gesetzesbegründung wird aber mehrmals der Begriff „Leistungserhöhung“ verwendet. Es sollte daher klargestellt werden, ob mit Erhöhung des Leistungsvermögens die Erhöhung des Regelarbeitsvermögens oder der installierten Leistung gemeint ist.

### ***§ 79 Abs. 5 EEG: Herkunftsnachweise zum Ausgleich Verlustenergie***

Damit Netzbetreiber klimaneutral werden können, ist es erforderlich, die Netzverluste mit Strom aus erneuerbaren Energien zu decken. Herkunftsnachweise sollten daher nicht nur für den Letztverbrauch von Strom, sondern auch zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 StromNEV für Betreiber von Netzen für die allgemeine Versorgung ausgestellt werden können.

### ***§ 100 Abs. 14 EEG: Mitteilungen des Anlagenbetreibers***

Zur Verringerung des bürokratischen Aufwands sollten die Mitteilungspflichten des Anlagenbetreibers an den Netzbetreiber zeitlich vereinheitlicht werden. Der Anlagenbetreiber sollte dementsprechend verpflichtet werden, im Rahmen des Netzanschlussbegehrens schriftlich zu bestätigen, dass er die neuen anzulegenden Werte zur Kenntnis genommen hat, daher die Solaranlage verbindlich bestellt hat und ggf. den gesamten im Jahr 2022 in der Anlage erzeugten Strom in das Netz des Netzbetreibers einspeist.

### ***§ 12 EnUG: Erhebung Umlagen***

Abs. 2 sollte dahingehend geändert werden, dass die Übertragungsnetzbetreiber auch für die Erhebung der nach §§ 37-39 geregelten Umlagen zuständig sind. Abs. 3 kann dann entfallen. Grund: Die Verteilnetzbetreiber haben hier regelmäßig erhöhten Abstimmungsaufwand mit den Unternehmen, den Übertragungsnetzbetreibern und weiteren Verteilnetzbetreibern. Wenn das „Wahlrecht“ in Abs. 3 entfällt und die Übertragungsnetzbetreiber zuständig sind, entfällt der Abstimmungsaufwand und der bürokratische Aufwand wird verringert.

### ***§ 50 Nr. 2 EnUG: KWKG-Jahresabrechnung***

Nach dem bisherigen § 28 Abs. 5 KWKG war der Abgabetermin für die testierte KWKG-Jahresabrechnung der Verteilnetzbetreiber (Förderung und Letztverbrauchermengen) der 31.07. jedes Jahres. Der Abgabetermin soll auf den 31.05. vorgezogen werden. Da auch der gesetzliche Abgabetermin für die EEG-Jahresabrechnung der 31.05. ist, sollte die bisherige Entzerrung der Abgabetermine beibehalten werden, da sonst erheblicher Mehraufwand, Termindruck und Bearbeitungsengpässe bei den Verteilnetzbetreibern und Wirtschaftsprüfern entstehen. Ein Sachgrund für die Zusammenlegung ist nicht erkennbar, da die Finanzierung des KWKG auch künftig über die letztverbrauchenden Netznutzer und nicht aus allgemeinen Haushaltsmitteln erfolgen soll. Um auch künftig einen geordneten prozessualen Ablauf zu ermöglichen und die Vorbereitung der KWKG-Jahresabrechnung mit der gebotenen kaufmännischen Sorgfalt durchführen zu können (insbesondere Vermeidung qualitativer Verschlechterungen und damit einhergehend einer deutlichen Erhöhung des Nachmeldevolumens), sollte die gesamte Terminkette nochmals überdacht

werden. Dabei sollte darauf geachtet werden, dass keine Überschneidungen mit den Terminen für die EEG-Jahresabrechnung auftreten.

### ***§ 7 Abs. 5 KWKG: Förderabsenkung bei negativen Börsenpreisen***

Da gemäß den gesetzlichen Vorgaben aktuell nur KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung > 100 kW mit einer Messeinrichtung zur Abrufung der Ist-Einspeisung ausgestattet sein müssen, sollte die Ausnahmeregelung für die Übergangszeit bis zum Einbau intelligenter Messsysteme auf Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 100 kW ausgedehnt werden.

### ***§ 8 Abs. 4 KWKG: Förderfähige Vollbenutzungsstunden (Vbh)***

Die kleinteilige jährliche Absenkung der förderfähigen VBh/a ab dem Jahr 2026 um jährlich 200 h führt zu einem erheblichen Mehraufwand der Anpassung der Abrechnungslogiken bei den Netzbetreibern. Das Gesamtfördervolumen bleibt unverändert. Eine Streckung der Betriebszeiten kann hierdurch nur bedingt erreicht werden. Sinnvoller wäre es, ab 2026 auf die Zielförderdauer je Jahr in Höhe von 2.500 VBh abzuheben.

### ***§ 31b Abs. 1 Nr. 1a) KWKG: Kaufmännische Abnahme von KWK-Strom***

Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen keinen Strom nach § 4 ab, da für Anlagen > 100 kW die gesetzliche Pflicht zur Direktvermarktung besteht und die Anlagen, die am Übertragungsnetz betrieben werden, immer über diesem Schwellenwert liegen. Es wird der Eindruck erweckt, dass die Verteilnetzbetreiber die nach § 4 KWKG abgenommene Energie an den Übertragungsnetzbetreiber wälzen müssten, was nicht der Fall ist.

---

## 7 Herkunftsnachweisregisterverordnung

### ***Anpassung der HkRNDV für die Ermöglichung der Kennzeichnung von Grünstrommengen für das kleine Anlagensegment bis 50 kWp in der sonstigen Direktvermarktung***

In den nächsten Jahren fallen vermehrt Kleinanlagen aus der EEG-Förderung, die aktuell für ausgeforderte Anlagen vorgesehene Anschlussvergütung endet im Jahr 2027. Wechseln diese Anlagen in die sonstige Direktvermarktung, können die Anlagenbetreiber den erzeugten Strom nur dann als „Ökostrom“ verkaufen, wenn die EE-Anlage im Herkunftsnachweisregister registriert ist und für die Erzeugung Herkunftsnachweise ausgestellt werden. Der aktuelle Registrierungsprozess, die Kosten (50 €/Jahr für die Kontoführung;

120 € für die Anlagenregistrierung) als auch die Mindestgröße von 1 MWh sind nur für größere EE-Anlagen ausgelegt und schließen faktisch die Kleinanlagen aus dem HKN-Markt aus. Damit ist für das Kleinanlagensegment auch keine Kennzeichnung von Grünstrommengen möglich. Der Vorschlag für eine vereinfachte Registrierung nach § 21 Absatz 4 HkNRDV reicht nicht aus, um die Eintrittsschwelle ausreichend zu senken.

Damit auch PV-Kleinanlagen künftig am HKN-Markt teilnehmen können, schlagen wir speziell für Kleinanlagen eine Verschlinkung des Prozesses bzw. der Abwicklungsstrecke vor. Grundsätzlich sind 2 Vorgehensweisen denkbar, die auch gleichzeitig optional implementiert werden können: Zum einen eine pauschalierte Ausstellung der HKN und zum anderen eine Bündelung der Anlagen über einen Vermittler (z.B. Direktvermarkter). Dazu wären im aktuellen Rechtsrahmen folgende Anpassungen notwendig:

*Anpassung § 6 Absatz 2 Satz 3 HkNRDV:*

- Keine Kontopflicht für Anlagenbetreiber
- Senkung der Kosten für die Registrierung von Anlagen
- Anlage kann durch einen Dritten – bspw. durch einen Dienstleister registriert und seinem „virtuellen Pool“ von Kleinanlagen zugeordnet werden
- HKN werden aus einem Pool von Kleinanlagen erzeugt (nicht individuell pro Anlagen)

*In § 12 Abs. 1 HkNRDV wäre ergänzend zu regeln:*

- Für PV-Kleinanlagen (Volleinspeiser) bis Anlagenleistung 30 kW wird in Abhängigkeit der Volllaststunden und der installierten Leistung eine pauschale Anzahl HKN ausgestellt. Die HKN können alternativ auch auf Antrag eines Vermittlers (z.B. Direktvermarkters) ausgestellt werden. Als Volllaststunden wird ein Mittelwert von 1.000 h zugrunde gelegt (z.B. Anlage mit 12 kWp installierter Leistung erhält 12 HKN)
- Für PV-Kleinanlagen (Überschusseinspeiser ohne Speichermöglichkeit) wird eine Eigenverbrauchsquote von [30%] berücksichtigt. (z.B. Anlage mit 12 kWp installierter Leistung erhält 8 HKN)
- Für PV-Kleinanlagen (Überschusseinspeiser mit Speichermöglichkeit) wird zusätzlich eine Eigenverbrauchsquote von [70%] berücksichtigt. (z.B. Anlage mit 12 kWp installierter Leistung erhält 4 HKN)

In § 17 HkNRDV wäre zu berücksichtigen, dass bei PV-Kleinanlagen bis 30 kW die HKN grundsätzlich einem Erzeugungsmontat zugeordnet würden, z.B. dem Monat Dezember. Aufgrund des Pauschalansatzes wäre auch § 21 HkNRDV hinsichtlich der Pflichten des Anlagenbetreibers entsprechend anzupassen.

## 8 Wasserhaushaltsgesetz

### ***Zu Artikel 10: Ergänzung des § 31 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 WHG***

Der Gesetzentwurf sieht vor, den neuen § 2 EEG im Bereich der Vorschrift des § 31 Abs. 2 WHG (Ausnahmen von den Bewirtschaftungszielen) für unanwendbar zu erklären. Die gesetzliche Festlegung, dass Errichtung und Betrieb von EE-Anlagen im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Sicherheit dienen, soll nach dem Gesetzentwurf (Art. 10) für Wasserkraftanlagen (und im Übrigen auch für sonstige EE-Anlagen, an die das WHG Anforderungen stellen kann) im Anwendungsbereich des § 31 Abs. 2 WHG nicht gelten. Damit werden ausgerechnet die für die Versorgungssicherheit wichtigen Wasserkraftanlagen ohne sachlichen Grund benachteiligt. Das europäische Recht kennt keinen Vorrang der EU-Wasserrahmenrichtlinie vor den Schutzgütern anderer umweltbezogener EU-Richtlinien (Artenschutz, Natura 2000). Die in der Begründung des Gesetzentwurfs geäußerte Befürchtung, eine Anwendbarkeit des § 2 EEG-neu schließe die geforderte Einzelfallentscheidung im Bereich des § 31 Abs. 2 WHG aus, trifft nicht zu. Die Vorschrift enthält vier Voraussetzungen, die kumulativ vorliegen müssen, die Anwendung des § 2 EEG-neu würde sich nur innerhalb einer dieser vier Voraussetzungen (nämlich der Nr. 2) auswirken. Auch innerhalb der Nr. 2 folgt aus der Anwendung des § 2 EEG-neu kein Automatismus: Während § 2 EEG schlicht statuiert, dass die EE-Anlagen „im überragenden öffentlichen Interesse“ liegen, spricht § 31 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 WHG von einem „übergeordneten Interesse“, setzt also gerade die Bestimmung der Wertigkeit des geltend gemachten Interesses im Verhältnis zum Gewässerschutz im konkreten Einzelfall voraus. Die vorgesehenen Ergänzung .....; § 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes findet keine Anwendung ist daher zu streichen.