

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.07.2025 | Page 1 of 31

STELLUNGNAHME DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUM REFERENTENENTWURF DES BMW FÜR EIN GESETZ ZUR ÄNDERUNG DES ENERGIEWIRTSCHAFTSRECHTS ZUR STÄRKUNG DES VERBRAUCHERSCHUTZES IM ENERGIEBEREICH, ZUR ÄNDERUNG WEITERER ENERGIERECHTLICHER VORSCHRIFTEN SOWIE ZUR RECHTSFÖRMELICHEN BEREINIGUNG DES ENERGIEWIRTSCHAFTSRECHTS VOM 10.07.2025

Allgemeine Bewertung des Entwurfes

Die vier Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung bedanken sich für die Möglichkeit der Stellungnahme und begrüßen, dass der Gesetzentwurf Themen adressiert, deren Regelung überfällig ist und in vielen Fällen eine Verbesserung und Vereinfachung energiewirtschaftlicher Prozesse bewirkt. Uns ist bewusst, dass der vorliegende Gesetzentwurf nicht abschließend ist und weitere Themenblöcke nicht behandelt, die ebenfalls eilbedürftig sind. Dazu gehören beispielsweise:

- Eine Neuregelung der Anschlussregeln für Batteriespeicher, da die Anwendung der KraftNAV bei der Fülle der Netzanschlussanfragen nicht mehr praktikabel ist,
- Abschaffung des EE-Mindestfaktors: Dies würde signifikante Mengen- und Kosteneinsparungen sowie Emissionsminderungen beim Redispatch-Einsatz ermöglichen.
- Zum Erhalt der Netzstabilität in der Transformationsphase müssen zukünftig weitere zur Stilllegung angezeigte Anlagen in die Netzreserve überführt werden. Dies erfordert gesetzliche Regelungen, wonach Maßnahmen zur Herstellung bzw. Wahrung der Betriebsbereitschaft refinanziert werden können.

Wir gehen davon aus, dass diese Punkte einer weiteren EnWG-Novelle im Herbst vorbehalten bleiben und beschränken uns nachfolgend im Wesentlichen auf die Kommentierung der zur Konsultation gestellten Änderungen.

Artikel 1 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

§11c EnWG (Nr. 16)

Bewertung:

§11c schreibt eine generelle Privilegierung aller Energiespeicheranlagen als Anlagen des überragenden öffentlichen Interesses vor. Diese Privilegierung erscheint aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr gerechtfertigt zu sein, da inzwischen die Anzahl der Netzanschlussanfragen und -zusagen für Speicheranlagen in Verteilernetzen und Übertragungsnetzen massiv angewachsen ist. Allein im Übertragungsnetz besteht aktuell eine 2,6- bis 6-fache Überzeichnung des Bedarfs gegenüber den Netzentwicklungsplan-Szenarien 2025. Entsprechend wird der §11c unseres Erachtens nicht weiter benötigt. Der Fortbestand des §11c würde einen Privilegierungstatbestand erhalten, der in Konkurrenz mit anderen Vorhaben von überragendem öffentlichem Interesse tritt (privilegierte Anlagen im Außenbereich mit unabweislichem Ortsbezug, während Batterien typischerweise keinen Ortsbezug haben).

Vielmehr ist es daher geboten, die verbleibenden freien Netzanschlusskapazitäten nach einem volkswirtschaftlichen sinnvollen Ansatz auch anderen Netzanschlusspetenten (Kraftwerke, Industrie, Elektrolyseuren, Rechenzentren etc.) bereitzustellen.

Änderungsvorschlag:

[Vollständige Streichung des §11c EnWG](#)

§13 Abs. 1a EnWG

Bewertung:

Es liegt kein Änderungsvorschlag vor. Die ÜNB sehen dennoch Änderungsbedarf am §13 (1a) EnWG, der nachfolgend erläutert wird.

Änderungsvorschlag:

[Vollständige Streichung des §13 \(1a\) EnWG](#)

Begründung:

Analysen der ÜNB zeigen, dass eine Abschaffung des EE-Mindestfaktors mit Blick auf die Redispatch-Mengen und den Netzreserveeinsatz signifikante Vorteile und voraussichtlich auch bei den Redispatch-Kosten und CO₂-Emissionen eine spürbare Reduktion im Vergleich zum Status Quo (Mindestfaktor 10) mit sich bringt. Zudem sorgt eine Abschaffung des EE-Mindestfaktors für eine wesentliche operative Entlastung der nationalen Netzengpassmanagementprozesse und stellt die Grundlage für eine funktionierende Integration in das europäische Netzengpassmanagement (Core ROSC) dar. Wichtig ist zu betonen, dass auch bei einer Abschaffung des Mindestfaktors weiterhin der EE-Einspeisevorrang über die Grenzkosten der Absenkung weitestgehend abgebildet ist.

§14 EnWG (Nr. 23)**Bewertung:**

Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen die Änderungen ausdrücklich, da der Ansatz einen kontrollierten und rechtssicheren Übergang vom unbilanzierten zum bilanzierten Redispatch erlaubt und der BNetzA dafür die notwendigen Freiheitsgrade einräumt. Ebenso ist die Aufnahme der finanziellen Kompensation in das EnWG ein richtiger und wichtiger Schritt. Des Weiteren unterstützen die ÜNB den Ansatz des Gesetzgebers, künftig Anreizinstrumente zur Förderung einer proaktiven und qualitätsbewussten Prozessbeteiligung zu etablieren. Bei der Ableitung eines geeigneten Anreizmodells sollte aus Sicht der ÜNB zwingend die gesamte Prozesskette „Redispatch“ (von der Vorplanung über den Abruf bis zur Abrechnung von RD-Maßnahmen) betrachtet werden. Ein Anreizmodell, das ausschließlich auf einer effizienten Bewirtschaftung durch den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen im unbilanzierten Redispatch gemäß §14 (1b) EnWG basiert, vernachlässigt u.a. die enorme Bedeutung einer hohen Datenqualität und -zuverlässigkeit für die Prozess- und damit Kosteneffizienz von Redispatch-Maßnahmen.

Änderungsvorschlag:**Zu § 14 Abs. 1b EnWG**

Sofern oder soweit nach Absatz 1 Satz 3 der § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 für einen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen keine entsprechende Anwendung findet, ist § 13a Absatz 2 mit der

Maßgabe **entsprechend** anzuwenden, dass der ~~bilanzielle Ausgleich nach § 13a Absatz 1a Satz 1 als erfüllt gilt und der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen dem~~ Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie gegen den entsprechenden Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen einen Anspruch auf angemessenen Aufwandsersatz als Bestandteil des finanziellen Ausgleichs ~~für einen angemessenen Aufwandsersatz für die Durchführung des~~ **den** bilanziellen Ausgleichs der Maßnahme des Verteilnetzbetreibers erhält ~~durch den Bilanzkreisverantwortlichen zu zahlen hat.~~

Zu § 14 Abs. 1c EnWG

In Absatz 1c Satz 1 wird nach der Angabe „dabei sind“ die Angabe „**der Absatz 1a Satz 3, Absätze 1a und 1b sowie**“ eingefügt.

Begründung:

Zu Anpassung § 14 Abs. 1b EnWG

Großes Bestreben sowohl der Übertragungsnetzbetreiber als auch der Regulierungsbehörde war und ist es, Komplexität in den Prozessen des sog. Redispatch 2.0 zu reduzieren. Die vorgeschlagene Formulierung adressiert ausschließlich das erforderliche Mindestmaß an betroffenen Marktakteuren. Alle darüber hinaus gehenden Informationen sind detailliert in der Gesetzesbegründung aufgeführt.

Zu Anpassung § 14 Abs. 1c EnWG

Es soll im Satz 1 eingefügt werden: „**der Absatz 1a Satz 3, Absätze 1a und 1b sowie**“. Der explizite Verweis auf den Satz 3 erscheint nicht sinnvoll, da nachfolgend auf den gesamten Absatz 1a verwiesen wird. Vielmehr bedarf es den Verweis auf Absatz 1 Satz 3, um die getroffene Ausnahmeregelung auch für Maßnahmen im Kontext §13a Abs. 5 sowie §14 Abs. 1c Satz 1 bis Ende 2031 anwenden zu können.

§§ 17d, 17e und Folgeänderungen (Platzhalter, Nr. 27)**Kommentierung:**

Die ÜNB begrüßen, dass eine Vorschrift zur Regelung der Haftungsverteilung bei grenzüberschreitenden Offshore-Windenergie-Projekten geschaffen werden soll. Als betroffene Vorhabenträger unterstützen wir gern bei einer angemessenen Ausgestaltung.

§ 17d Abs. 1a (Nr. 27) – Verlängerung der bestehenden Regelung**Bewertung:**

Nach § 17d Abs. 1a EnWG soll die Errichtung von Offshore-Anbindungsleitungen im Küstenmeer in den Jahren 2024 bis 2030 im Zeitraum vom 1. April bis 31. Oktober erfolgen, sofern dies mit dem Küstenschutz vereinbar ist. Durch diese Regelung, die grundsätzlich einen erweiterten Ausführungszeitraum ermöglicht, können bei der Errichtung von Offshore-Anbindungsleitungen im Küstenmeer Bauabläufe optimiert werden. Insbesondere ergibt sich hierdurch die Möglichkeit, Baumaßnahmen und Vorhaben innerhalb eines Ausführungsjahres zu bündeln. Damit können zum einen wiederholte Eingriffe an einem Ort in mehrjähriger Folge verringert werden. Zum anderen kann durch die Zusammenlegung von Maßnahmen eine Beschleunigung bei der Realisierung von Offshore-Anbindungsleitungen erreicht werden. Vor diesem Hintergrund sollte die Regelung für die Errichtung von Offshore-Anbindungsleitungen im Küstenmeer bis mindestens 2035 verlängert werden.

§ 17d Abs. 2 EnWG (nur in Kombination mit Anpassung § 81 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 WindSeeG 2023)

Verbindlicher Meilenstein im Realisierungsfahrplan für Offshore Windparks (OWP):
Sechs Wochen vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin müssen mindestens 30 % der bezuschlagten Gebotsmenge Leistung einschließlich parkinterner Kabel und OWP-Komponenten betriebsbereit sein.

Bewertung:

Ohne diese verbindliche 30 %-Schwelle steht möglicherweise nicht genügend Einspeiseleistung für die notwendigen Parametrierungs- und Kühltests der Konverterplattform zur Verfügung. Das

erhöht das Risiko, den verbindlichen Fertigstellungstermin nicht einzuhalten – und zieht im schlimmsten Fall Entschädigungszahlungen des ÜNB an den OWP-Entwickler nach sich, obwohl die Verzögerung allein darauf zurückgeht, dass der OWP-Entwickler nicht rechtzeitig genügend Leistung bereitstellt.

Änderungsvorschlag:

Einfügung des folgenden Satzes in § 17d Abs. 2 EnWG:

„(2) [...] Nach Bekanntmachung der voraussichtlichen Fertigstellungstermine nach Satz 3 hat der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber mit den Betreibern der Windenergieanlage auf See, die gemäß den §§ 20, 21, 34 oder 54 des Windenergie-auf-See-Gesetzes einen Zuschlag erhalten haben, einen Realisierungsfahrplan abzustimmen, der die zeitliche Abfolge für die einzelnen Schritte zur Errichtung der Windenergieanlage auf See und zur Herstellung des Netzanschlusses enthält. Der Realisierungsfahrplan muss regeln, dass sechs Wochen vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin Windenergieanlagen auf See mit einer Leistung von mindestens 30 % der bezuschlagten Gebotsmenge einschließlich der dazugehörigen parkinternen Verkabelung sowie der für die Anbindung an das Netzanbindungssystem notwendigen OWP-Komponenten installiert sein müssen. Der Realisierungsfahrplan soll auch regeln, dass dem Betreiber der Windenergieanlagen auf See ausreichend Zeit vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin der Beginn des Kabeleinzugs ermöglicht werden soll. Zudem sind die Fristen zur Realisierung der Windenergieanlage auf See gemäß § 81 des Windenergie-auf-See-Gesetzes und die Vorgaben gemäß § 5 Absatz 1 Nummer 4 des Windenergie-auf-See-Gesetzes im Flächenentwicklungsplan zu berücksichtigen. [...]“

§ 81 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 WindSeeG 2023

Frist für den Nachweis der technischen Betriebsbereitschaft des gesamten OWP (mind. 95 % der Gebotsmenge) gegenüber der BNetzA.

Bewertung:

Die aktuelle Frist von sechs Monaten nach VFT ist angesichts gestiegener Projektgröße, ungünstiger Witterung, größerer Entfernungen und Lieferketten-Risiken nicht realistisch.

Änderungsvorschlag:

Änderung von „sechs Monaten“ auf „zwölf Monate“:

„... innerhalb von zwölf Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der Bundesnetzagentur den Nachweis erbringen, dass die technische Betriebsbereitschaft ... hergestellt worden ist.“

§ 17d Abs. 8 Nr. 3 EnWG

Analog zur Fristverlängerung für Windparks in der AWZ auch für Anlagen im Küstenmeer.

Bewertung:

Für Küstenmeer-Projekte gelten derzeit ebenfalls sechs Monate – ebenso unzureichend unter den beschriebenen Rahmenbedingungen.

Änderungsvorschlag:

Änderung von „~~sechs Monaten~~“ auf „zwölf Monate“.

§ 17g EnWG

Direktanbindungskonzept bislang nicht hinreichend im Schadensregulierungsregime berücksichtigt - Haftungsbeschränkung nötig.

Bewertung:

Das im Flächenentwicklungsplan (FEP) eingeführte Direktanbindungskonzept führt zu erheblichen Effizienzsteigerungen und einem volkswirtschaftlich optimiertem Netzanschlusskonzept. Aus Sicht der ÜNB wurde das Direktanbindungskonzept bislang jedoch nicht hinreichend im EnWG-Schadensregulierungsregime berücksichtigt. Insbesondere die OWP-Entwickler können durch Einsparung der Offshore-Umspannplattform (OSS) ihre Projektkosten deutlich senken. Gleichzeitig führt das Direktanbindungskonzept zu einer Verlagerung der technischen Schnittstelle zwischen OWP und ÜNB und damit auch einer Umverteilung der Haftungsrisiken vom OWP zum ÜNB und dadurch letztlich zum Netzkunden.

Änderungsvorschlag:

Um eine unverhältnismäßige Belastung der Netzkunden zu vermeiden, schlagen die ÜNB folgende Anpassungen des §17g EnWG vor:

- Erweiterung der Haftungsbegrenzung auf sowohl Sach- als auch Vermögensschäden;
- Senkung der Haftungsbegrenzung für ÜNB.

§ 23c Abs. 2a und 2b EnWG**Bewertung:**

Die in den neuen § 23c Abs. 2a und Abs. 2b eingeführten Veröffentlichungspflichten wurden bereits in Form des „Green Grid Compass“ erfüllt. Dieser stellt eine Kooperationsplattform zwischen 50Hertz und Amprion dar, wonach der Anteil erneuerbarer Energien in Prozent und auch die Messung der CO₂-Werte detailliert dargestellt werden. Auch die angeforderten API-Schnittstellen sind auf der Website vorhanden, ebenso die d+1 Prognosen.

Anzumerken bleibt jedoch, dass der neue § 23c Abs. 2a S. 1 die in der RED III Art. 20a Abs. 1 S. 1 genannte Einschränkung „so genau wie möglich“ nicht aufgenommen hat. Die ursprünglich vorgesehene Formulierung der RED III erlaubt einen Spielraum in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht. Eine absolute Veröffentlichungspflicht, wie sie im Gesetzesentwurf festgelegt ist, könnte als Anforderung von strikter Fehlerfreiheit der Daten gedeutet werden. Ob dies dem Sinn und Zweck der Richtlinie entspricht ist anzuzweifeln.

Wir würden es begrüßen, wenn die Formulierung „so genau wie möglich“ in den Gesetzesentwurf mit aufgenommen wird.

Änderungsvorschlag:

Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung sind des Weiteren verpflichtet, folgende Daten und Informationen auf einer gemeinsamen Internetseite so genau wie möglich bereitzustellen und mindestens stündlich zu aktualisieren:

1. den Anteil erneuerbarer Energien an der in der Stromgebotszone erzeugten sowie verbrauchten Elektrizität in Prozent;
2. den durchschnittlichen Gehalt an Treibhausgasemissionen an der in der Stromgebotszone erzeugten sowie verbrauchten Elektrizität in Kilogramm Kohlendioxid pro Kilowattstunde.

Begründung:

Die Formulierung würde uns als ÜNB einen Fehler- und Ermessensspielraum in der Datenlieferung einräumen.

§ 38a EnWG**Bewertung:**

Die ÜNB begrüßen diese Regelung, sehen in der aktuellen Ausgestaltung jedoch erhebliche Lücken:

Die Regelung greift weder bei den höheren Spannungsebenen der VNB noch bei den ÜNB-Spannungsebenen, ist aber dort genauso notwendig. Da die ÜNB generell keinen Grundversorger haben, müsste für diese Spannungsebene eine adäquate Ersatzlösung gefunden werden. In höheren Spannungsebenen muss eine Übergangsversorgung ebenfalls Berücksichtigung finden.

Auch mit dieser Regelung wird es Einzelfälle geben, bei denen die Anlagen keinem Übergangsversorger zugewiesen werden können und somit vor Netztrennung des Kunden eine Quasiversorgung durch den Netzbetreiber anfällt, die vergütet werden muss.

Änderungsvorschlag:

- Übergangsversorgung auch in höheren Spannungsebenen
- Übergangsversorger vom Grundversorger entkoppeln und weiteren Marktteilnehmern die Rolle ermöglichen
- Übergangsversorgung soll verpflichtend sein
- Regelung für die Vergütung von Energiebezug durch vertragslose Letztverbraucher

Begründung:

Ohne eine Zuordnung zu einem Lieferanten droht vertragslosen Letztverbrauchern immer eine Stromsperre mit erheblichen wirtschaftlichen und ggf. sogar darüberhinausgehenden Risiken (z.B. der Anschlussnehmer ist ein Rechenzentrum, das Kliniken versorgt etc.), denn eine Belieferung durch den Netzbetreiber ist aus entflechtungsrechtlichen Gründen rechtlich nicht

möglich. Wegen der Vorgaben in § 4 Abs. 3 StromNZV, wonach jede Einspeise- oder Entnahmestellen einem Bilanzkreis zugeordnet sein muss, darf der Netzbetreiber auch keine entsprechenden Zuordnungslücken hinnehmen.

Änderungsvorschlag:

Aufgrund der oben aufgezeigten Notwendigkeit nachfolgend ein konkreter

Vorschlag zur Einfügung eines neuen § 38b:„§ 38bÜbergangsversorgung in der Hoch- und Höchstspannung

Der Betreiber eines Hoch- oder Höchstspannungsnetzes ist berechtigt, im Rahmen eines Lieferantenwechselprozesses an seinem Netz den bisherigen Lieferanten zur übergangsweisen Weiterversorgung, einspeise- wie entnahmeseitig, seines bisherigen Kunden zu verpflichten, wenn sich nach der Abmeldung des Alt-Lieferanten kein neuer Lieferant form- und fristgerecht zum Ende der letzten möglichen Frist im Lieferantenwechselprozess meldet. Der Betreiber eines Hoch- oder Höchstspannungsnetzes hat den bisherigen Lieferanten sowie den Kunden im Rahmen des Lieferantenwechselprozesses zum Zeitpunkt der Abmeldung des bisherigen Lieferanten unverzüglich darüber zu informieren, dass bislang kein neuer Lieferant sich gemeldet hat und damit die Gefahr einer übergangsweisen Ersatzversorgung für Entnahmen bzw. Einspeisungen besteht. Ist die letzte nach dem Lieferantenwechselprozess mögliche Eintrittsfrist eines neuen Lieferanten verstrichen, hat der Betreiber eines Hoch- oder Höchstspannungsnetzes den Lieferanten wie den Kunden über den tatsächlichen Eintritt der übergangsweisen Weiterversorgung durch den bisherigen Lieferanten unverzüglich zu informieren.

Die übergangsweise Weiterversorgung durch den bisherigen Lieferanten erfolgt dabei entnahmeseitig zu dem Ausgleichsenergiepreis in der jeweiligen ¼ h aus dem Bilanzkreis des Lieferanten gegebenenfalls zuzüglich der für die Belieferung des betroffenen Letztverbrauchers anfallenden Kosten für Netzentgelte und staatlich veranlasste Preisbestandteile. Einspeisungen des Kunden in den Bilanzkreis des Lieferanten werden nicht vergütet. Die übergangsweise Weiterversorgung durch den bisherigen Lieferanten ist auf einen maximalen Zeitraum von einem Monat beschränkt. Mit der Aufnahme der übergangsweisen Weiterversorgung hat der Betreiber eines Hoch- oder Höchstspannungsnetzes den Lieferanten wie den Kunden das Datum mitzuteilen und weiterhin den Kunden sowie alle am Netzverknüpfungspunkt des Kunden tätigen Lieferanten

darüber zu informieren, dass mit Ablauf dieses Datums der Kunde einspeise- wie entnahmeseitig vom Netz getrennt werden wird.

Eine Beendigung der übergangsweisen Weiterversorgung durch den bisherigen Lieferanten ist jederzeit entsprechend den Prozessen des Lieferantenwechsels mit der Meldung eines neuen Lieferanten möglich. Hierüber hat der Betreiber eines Hoch- oder Höchstspannungsnetzes zusätzlich den Kunden unverzüglich zu informieren.

Für den Fall der Insolvenz des bisherigen Lieferanten weist der Betreiber eines Hoch- oder Höchstspannungsnetzes die Entnahmestelle bzw. Einspeisestelle des betroffenen Letztverbrauchers bzw. Einspeisers diskriminierungsfrei und nach sachlich gerechtfertigten Kriterien dem Bilanzkreis eines Energielieferanten zu. Der Netzbetreiber wird die Kriterien sowie deren Herleitung auf seiner Internetseite veröffentlichen. Im Falle einer notwendigen Ersatzversorgung hat der Netzbetreiber diese Kriterien anzuwenden und daraus den Ersatzversorger zu bestimmen und dieser hat fristgerecht die Versorgung einspeise- bzw. entnahmeseitig aufzunehmen. Absätze (1) bis (4) gelten entsprechend.“

Begründung:

1. Notwendigkeit einer Regelung

§ 38a wird für die Mittelspannung sowie Mitteldruck als neue übergangsweise Weiter Versorgungsregelung in die Novelle aufgenommen.

Da hierbei auf den Grundversorger der Niederspannung abgestellt wird, ist diese Regelung für das Hoch- und Höchstspannungsnetz nicht anwendbar. Eine entsprechende Regelung für diesen Spannungsbereich ist jedoch dringend erforderlich, insofern die Netztrennung von Kunden bzw. Einspeisern des Hoch- und Höchstspannungsnetzes eine erhebliche Gefahr für die Netzstabilität birgt.

Anders als auf Ebene der Mittelspannung sind die in Rede stehenden, von Großkunden aus dem Hoch- und Höchstspannungsnetz bezogenen oder eingespeisten Strommengen sehr hoch. Netztrennungen betreffen immer beide Lieferrichtungen. Entsprechend wird bei einer Netztrennung auch die Einspeisung von Großkunden gestoppt werden, was die Netzstabilität trotz der Vorbereitung darauf beeinträchtigen kann. Eine kurzfristige Abschaltung eines Großkunden ohne Vorbereitung (Monatsfrist) würde die Netzstabilität stark gefährden.

2. Erwägungen der Ausgestaltung des Regelungsvorschlages

Die Umsetzung erfolgt anhand der durch höchstrichterliche Rechtsprechung vorgegebenen Kriterien für die Zuordnung vertragsloser Entnahmestellen (vgl. insbesondere BGH Urt. v. 17.9.2024 – EnZR 57/23, BGH Urt. v. 17.9.2024 – EnZR 58/23, BGH Urt. v. 10.05.2022 – EnZR 54/21).

Die Preissetzung erfolgt über die Weitergabe der Kosten der für die übergangsweise Ersatzversorgung beschafften Ausgleichsenergie. Da eine planbare Beschaffung der erforderlichen Energiemengen für eine in der Regel kurzfristige übergangsweise Ersatzversorgung nicht realistisch ist, wird der Lieferant auf die Beschaffung Ausgleichsenergie am Markt angewiesen sein. Das Konzept ist zur Wahrung des Grundsatzes der Diskriminierungsfreiheit angelehnt an die Regelung zur angemessenen Vergütung des Energielieferanten der Notversorgung nach § 118c Abs. 3 EnWG.

§ 43 (Nr. 65) – Flexibilisierung von 200 m-Leitungsabschnitten

Bewertung:

Die Regelung gem. **Abs. 2 Nr. 5, 9, 10 und 11**, fakultative Planfeststellung für Leitungen nach § 43 Abs. 1 Nr. 1 b) EnWG, auch ohne das Erfordernis einer Mitnahme auf einem Mehrfachgestänge, ist zu begrüßen. Damit erhalten die Vorhabenträger ein Wahlrecht, ob sie ein Planfeststellungsverfahren mit enteignungsrechtlicher Wirkung oder Einzelgenehmigungen beantragen. Das erhöht die Flexibilität in den Verfahren.

Klarstellung zu § 43 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b (ohne Nr.) – Bestimmung der Länge von Änderungsvorhaben

Bewertung:

Umstritten ist in der Behördenpraxis, wie die Gesamtlänge bei einem Änderungsvorhaben zu bestimmen ist. Zum Teil wird vertreten, dass auf das zu ändernde Bestandsvorhaben abzustellen sei, zum Teil wird hingegen auf die Länge des Änderungsvorhabens abgestellt. Zielführend im Sinne einer Beschleunigung ist allein ein Abstellen auf die Länge des Änderungsvorhabens.

Änderungsvorschlag:

Aufgrund der uneinheitlichen Auslegung und Anwendung schlagen wir zur Klarstellung des § 43 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b EnWG eine entsprechende Anpassung des Wortlauts in Buchstabe b oder eine Ergänzung in der Gesetzesbegründung vor.

Ergänzung von § 43 Abs. 3a – Einführung einer Kollisionsregelung**Bewertung:**

Vor dem Hintergrund zunehmender Flächenkonkurrenz und zunehmender Konflikte im Zusammenhang mit der Planung und Errichtung von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von erneuerbaren Energien und Hochspannungsleitungen sowie die für deren Betrieb notwendige Anlagen stellt die nachfolgende Kollisionsregelung klar, dass im Fall von konkurrierenden Planungen von Hochspannungsleitungen und Anlagen zur Erzeugung, zum Transport oder zur Speicherung von erneuerbaren Energien, die sich in einem vergleichbaren Planungs- und/ oder Verfahrensstand befinden und die nach den jeweils einschlägigen Vorschriften, etwa § 43 Abs. 3a EnWG, § 1 Abs. 2 NABEG, § 2 EEG und § 11c EnWG, jeweils im überragenden öffentlichen Interesse liegen sowie ggf. der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit dienen, das Vorhaben bei der Genehmigung und Realisierung Vorrang genießt, welches den größeren Beitrag zur Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien im Bereich der Stromversorgung leistet.

Der Regelung kommt insbesondere Bedeutung zu, wenn unauflösbare oder nur schwer auflösbare Konfliktlagen bestehen. Ein vergleichbarer Planungsstand ist auch gegeben, wenn für Netzprojekte eine Planung auf vorgelagerter Ebene (bspw. Bundesfachplanung, Präferenzraum, Infrastrukturgebiet, Raumverträglichkeitsprüfung, Verzicht(-entscheidung) auf Bundesfachplanung, Verzicht(-entscheidung) auf Raumverträglichkeitsprüfung) vorliegt, sich das konkurrierende Vorhaben jedoch bereits in der Genehmigungsphase befindet oder gar verfahrensfrei ist. Der Beitrag zur Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien im Bereich der Stromversorgung kann in Form der geplanten Erzeugungsleistung (etwa bei Photovoltaikanlagen oder Windkraftanlagen) bzw. der geplanten Transportkapazitäten (bei Stromleitungen) quantifiziert werden. Stromleitungen schließen regelmäßig eine Vielzahl von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von erneuerbaren Energien ans Netz an und

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.07.2025 | Page 14 of 31

ermöglichen so die Integration eines Vielfachen dessen an erneuerbaren Energien, was eine einzelne Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von erneuerbaren Energien erzielt.

Diese Regelung steht im Einklang mit der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts (BVerfG, Beschl. v. 22.3.2022 – 1 BvR 1187/17, Rn. 149). Der beschleunigte Ausbau von Hochspannungsleitungen leistet einen besonders wichtigen Beitrag, um den Anteil der erneuerbaren Energien im Bereich der Stromversorgung zu erhöhen und die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland zu stärken (BT Drs. 20/9187, S. 157). Dass durch die Kollisionsregel die Errichtung von Hochspannungsleitungen regelmäßig Vorrang gegenüber parallellaufenden Planungen zur Errichtung von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von erneuerbaren Energien genießt, ist vor dem Hintergrund der bis 2045 angestrebten Klimaneutralität notwendig. Eine Verzögerung des Netzausbaus geht dabei im Endeffekt auch zu Lasten der Betreiber der EE-Anlagen, die eine Netzanbindung und den Abtransport und die Verteilung des erzeugten Stroms benötigen.

Änderungsvorschlag:

„Die Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung von Hochspannungsleitungen nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 bis 4 einschließlich der für den Betrieb notwendigen Anlagen liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit. Bis die Stromversorgung im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist, soll der beschleunigte Ausbau der Hochspannungsleitungen nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 bis 4 und der für den Betrieb notwendigen Anlagen als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführende Schutzgüterabwägung eingebracht werden. Im Verhältnis zu Vorhaben zur Errichtung von Anlagen zur Erzeugung, zum Transport oder zur Speicherung von erneuerbaren Energien sowie den zugehörigen Nebenanlagen, die ebenfalls im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit dienen, kommt demjenigen Vorhaben Vorrang zu, das den größeren Beitrag zur Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien in Gestalt der erzielten Strommenge oder der nutzbaren Menge an Strom aus erneuerbaren Energien leistet. Satz 2 ist nicht gegenüber Belangen der Landes- und Bündnisverteidigung anzuwenden.“

§ 43b (Nr. 66) – Einführung einer Stichtagsregelung

Bewertung:

Das Bemühen des Gesetzgebers, über eine Art Stichtagsregelung die Verfahren zu beschleunigen, indem fortlaufende Aktualisierungen der Antragsdaten bis zum Tag des Erlasses des Planfeststellungsbeschlusses vermieden werden, wird grundsätzlich begrüßt. Die Regelung bringt allerdings keine Erleichterungen, sondern beschränkt sich im Wesentlichen auf eine Verrechtlichung des Status Quo, insbesondere wenn auf ein Alter der Daten von bis zu 5 Jahren abgestellt würde. Zudem werden relevante Änderungen im Rechtsrahmen, etwa Änderungen von Raumordnungsplänen und darin befindlichen Zielen der Raumordnung nach Antragseinreichung und vor Planfeststellung nicht erfasst.

Änderungsvorschlag mit Begründung:

Anstatt auf den **Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung** sollte auf den **Zeitpunkt des Abschlusses des Anhörungsverfahrens** abgestellt werden. Damit würde erstmals in zulässiger Weise ein normativer Anknüpfungspunkt in Bezug auf die regelhafte Aktualität der in Bezug genommenen Daten geschaffen. Dies erhöht die praktische Vollziehbarkeit der Norm und beschleunigt damit die Verfahren, da Überprüfungen und Datenaktualisierungen kurz vor Abschluss des Verfahrens vermieden werden können. Als Abschluss des Anhörungsverfahrens ist in der Regel der Erörterungstermin oder bei Entbehrlichkeit des Erörterungstermins der Ablauf der Stellungnahme- und Einwendungsfristen anzusetzen, zuzüglich einer weiteren Frist von einem Monat, um eventuelle noch aufkommende Hinweise aus den Stellungnahmen zu aktuelleren Daten noch aufgreifen zu können. Sofern diese Anpassung zusammen mit einer **Festlegung des maximalen Alters der Daten auf 6 Jahre** verknüpft würde, würde die Neuregelung eine deutliche Verbesserung gegenüber dem Status Quo bedeuten. Zudem sollte im Gesetzestext in § 43b Abs. 4, letzter Satz EnWG-E ergänzt werden, wie sich die zuständige Behörde von der fortbestehenden Aussagekraft überzeugen soll. Die bisherige Praxis lässt eine **Plausibilisierung** ausreichen. Dies sollte zur Vermeidung von strengeren behördlichen Forderungen bis hin zu Neukartierungen ausdrücklich im Gesetzestext aufgenommen werden.

§ 44a (Nr. 68) – Veränderungssperre und Vorkaufsrecht

Bewertung:

Grundsätzlich begrüßen wir die Neuregelung des § 44a EnWG und das Ziel, die zügige Realisierung eines Vorhabens zu sichern, indem eine Veränderungssperren nun schon vor dem in § 44a Abs. 1 Satz 1 EnWG genannten Zeitpunkt erlassen werden kann. Auch begrüßen wir das Ziel der Verfahrensbeschleunigung und der Verbesserung Effektivität der Veränderungssperre. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber bleiben jedoch einige Punkte in dem aktuellen Regelungsvorschlag offen – insbesondere im Hinblick auf die Ausdehnung der Veränderungssperre auf Grundstücke für Anlagenstandorte, da die Netzausbauvorhaben hier einem großen Flächen- und Konkurrenzdruck ausgesetzt sind, die der kosteneffizienten Umsetzung der Projekte entgegenstehen –, welche wir im Folgenden adressieren und begründen sowie Verbesserungsvorschläge unterbreiten möchten:

Zu § 44a Abs. 1 Satz 2 EnWG n.F.

Bewertung:

Die Veränderungssperre soll nun nach § 44a Abs. 1 Satz 2 EnWG n.F. mit dem Abschluss einer Raumverträglichkeitsprüfung (RVP) nach § 15 ROG oder nachträglich bei Flächen, die Gegenstand einer RVP waren, durch die Planfeststellungsbehörde erlassen werden.

Es besteht eine **tatbestandliche Unschärfe des § 44a Abs. 1 Satz 2 EnWG n.F.** Dieser nimmt Bezug auf „**Flächen**“, die Gegenstand einer RVP waren. § 15 Abs. 1 Satz 2 ROG definiert den Gegenstand der RVP hingegen allenfalls sekundär als Fläche, primär sind die raumbedeutsamen Auswirkungen einer Maßnahme Bezugspunkt für die UVP. Gleichzeitig wird der Gegenstand der RVP in der Verwaltungspraxis der Länder unterschiedlich gehandhabt: Manche Länder prüfen trassenscharf, andere untersuchen Korridore mit jeweils unterschiedlichen Breiten. Der Begriff der „Fläche“ in § 44a Abs. 1 Satz 2 EnWG n.F. dürfte somit unterschiedlich interpretiert werden und bedarf daher einer Klarstellung.

Darüber hinaus bezieht sich § 44a Abs. 1 Satz 2 EnWG n.F. auf eine **Erschwerung der Trassierung** der darin zu verwirklichenden Leitung. Die Darlegung einer solchen Erschwerung der Trassierung führte in der Vergangenheit zu Schwierigkeiten und sorgte für Diskussion über den Umfang der Nachweispflicht zwischen Behörde und VHT. Wünschenswert wäre daher eine **Vermutung einer solche Erschwerung** bei geplanten Maßnahmen im Bereich einer der in Aussicht genommenen Varianten der Trassierung.

Schließlich bezieht sich § 44a Abs. 1 Satz 2 EnWG n.F. derzeit nach dem Wortlaut **nur auf Leitungen**. Klarstellend sind sämtliche Energieanlagen i.S.d. § 43 Abs. 1, Abs. 2 Nr. 1 EnWG hier aufzuführen. Darüber hinaus ist die isolierte Beantragung und Erlass einer Veränderungssperre für solche Flurstücke erforderlich, auf denen **Nebenanlagen** i.S.d. § 43 Abs. 2 Nr. 1 EnWG errichtet oder solche erweitert werden sollen. Da diese unter Umständen nicht Gegenstand eines Raumordnungsverfahrens oder einer Planfeststellung gem. § 43 EnWG sind und zudem weit vor Durchführung eines Zulassungsverfahrens als Zwangspunkte identifiziert werden, ist eine über § 44a Abs. 1 Satz 2 EnWG n.F. hinausgehende Regelung erforderlich. Für eine umfassende Sicherung des Netzausbaus wird daher die Bezugnahme auf alle Anlagen i.S.d. § 43 Abs. 1 und Abs. 2 Nr. 1 EnWG empfohlen (Vorschlag unten).

Zu § 44a Abs. 1 Satz 4 EnWG n.F.:

Bewertung:

Nach § 44a Abs. 1 Satz 4 EnWG n.F. sollen solche Veränderungen, die vor Inkrafttreten der Veränderungssperre in rechtlich zulässiger Weise begonnen worden sind, Unterhaltungsarbeiten und die **Fortführung bisher ausgeübter Nutzungen** von der Veränderungssperre nicht berührt werden. Die Ausnahme ist grundsätzlich nachvollziehbar, jedoch in der Formulierung sehr weit gefasst und läuft ggf. darauf hinaus, dass ein symbolischer erster Spatenstich eines konkurrierenden Projektes eine spätere Veränderungssperre aushebeln kann, selbst wenn das konkurrierende Projekt ohne größeren Schaden abgebrochen werden kann. Hier würde sich eine differenzierte Regelung anbieten, welche ggf. den Projektabbruch von Vorhaben Dritter gegen Ersatz nachgewiesenermaßen frustrierten Planungskosten beinhaltet.

Um eine Fortführung z.B. von Bauleitplanverfahren trotz Veränderungssperre zu verhindern, wird vorgeschlagen, die Unberührtheitsklausel des Satzes 4 auf tatsächliche Veränderungen einzuschränken.

Änderungsvorschläge:

Ergänzung § 44a Abs. 1:

„Vom Beginn der Auslegung der Pläne im Planfeststellungsverfahren oder von dem Zeitpunkt an, zu dem den Betroffenen Gelegenheit gegeben wird, den Plan einzusehen, dürfen auf den vom Plan betroffenen Flächen bis zu ihrer Inanspruchnahme wesentlich wertsteigernde oder die geplante Baumaßnahmen erheblich erschwerende Veränderungen nicht vorgenommen werden (Veränderungssperre). Die Planfeststellungsbehörde soll bereits mit dem Abschluss einer Raumverträglichkeitsprüfung nach § 15 des Raumordnungsgesetzes oder nachträglich für Flächen, die Gegenstand der Raumverträglichkeitsprüfung waren, Veränderungssperren erlassen, wenn anderenfalls die Möglichkeit besteht, dass die Trassierung der darin zu verwirklichenden Leitung oder Anlagen im Sinne des § 43 Absatz 1 und 2 Nr. 1 erheblich erschwert wird. Eine Veränderungssperre soll auch für Flächen erlassen werden, soweit sie als Standort zur Realisierung oder Erweiterung von Anlagen im Sinne des § 43 Abs. 2 Nr. 1 geeignet sind. Die Veränderungssperre nach Satz 2 ergeht als Allgemeinverfügung; von der Anhörung nach § 28 des Verwaltungsverfahrensgesetzes und entsprechender landesrechtlicher Bestimmungen soll abgesehen werden. Tatsächliche Veränderungen, die in rechtlich zulässiger Weise vor Inkrafttreten der Veränderungssperre begonnen worden sind, Unterhaltungsarbeiten und die Fortführung einer bisher ausgeübten Nutzung werden davon nicht berührt. Unzulässige Veränderungen bleiben bei Anordnungen nach § 74 Absatz 2 Satz 2 des Verwaltungsverfahrensgesetzes und entsprechender landesrechtlicher Bestimmungen und im Entschädigungsverfahren unberücksichtigt.“

Ergänzung in § 44a Abs. 3:

„In den Fällen des Absatzes 1 Satz 1 ~~und 2~~ bis 3 steht dem Träger des Vorhabens an den betroffenen Flächen ein Vorkaufsrecht zu.“

Ergänzung in der Gesetzesbegründung zu § 44a:

„Zur Sicherung der zügigen Realisierung eines Vorhabens kann es erforderlich sein, Veränderungssperren bereits vor dem in Absatz 1 Satz 1 bestimmten Zeitpunkt zu erlassen. Sofern eine Raumverträglichkeitsprüfung nach § 15 ROG durchgeführt wurde, ist ersichtlich, welche Flächen von dem Vorhaben voraussichtlich betroffen sein können. Zu deren Sicherung wird es der Planfeststellungsbehörde durch Absatz 1 Satz 2 und 3 (neu) daher ermöglicht, durch Allgemeinverfügung Veränderungssperren zu erlassen. Da es sich bei der Veränderungssperre um ein zentrales Instrument zur Sicherung der Vorhaben handelt, wird die Bestimmung als Soll-Vorschrift ausgestaltet. Zur Verfahrensbeschleunigung und um die Effektivität der Veränderungssperre sicherzustellen, soll zudem von einer Anhörung abgesehen werden.

Darüber hinaus ist ggf. die isolierte Beantragung und Erlass einer Veränderungssperre für solche Flurstücke erforderlich, auf denen Nebenanlagen im Sinne des. § 43 Abs. 2 Nr. 1 errichtet oder solche erweitert werden sollen. Da diese unter Umständen nicht Gegenstand einer Raumverträglichkeitsprüfung oder einer Planfeststellung gem. § 43 EnWG sind und zudem weit vor Durchführung eines Zulassungsverfahrens als Zwangspunkte identifiziert werden, ist eine über Satz 2 hinausgehende Regelung erforderlich.

Das Vorkaufsrecht nach Absatz 3 gilt auch für die Veränderungssperren nach Absatz 1 Satz 2 und 3 (neu).“

§ 49a EnWG (Nr. 72)**Bewertung:**

Die ÜNB begrüßen die Anpassung von § 49a EnWG. Diese bietet eine gute Grundlage für vertragliche Vereinbarungen zwischen den ÜNB und den Fremdleitungsnetzbetreibern, um die temporäre Höherauslastung der Höchstspannungsleitungen in eine dauerhafte Höherauslastung überführen zu können.

Änderungsvorschlag:

Unabhängig davon bitten die ÜNB um nachfolgende klarstellende und vereinheitlichende Anpassungen von § 49a Abs. 4, 5 und 7:

„(4) Wenn eine neue oder weitergehende Schutz- und Sicherungsmaßnahme an der elektromagnetisch beeinflussten technischen Infrastruktur erforderlich ist oder die Schutz- und Sicherungsmaßnahmen an den beeinflussten technischen Infrastrukturen Schutz- und Sicherungsmaßnahmen am Übertragungsnetz wegen der kürzeren Dauer der Umsetzung oder aus wirtschaftlichen Gründen vorzuziehen sind, hat der Übertragungsnetzbetreiber dem Betreiber technischer Infrastrukturen nach Maßgabe dieses Absatzes sowie der Absätze 5 und 6 die nachgewiesenen notwendigen Mehrkosten für die Schutz- und Sicherungsmaßnahmen, einschließlich der nachgewiesenen notwendigen Mehrkosten für Unterhaltung und Betrieb, insbesondere für Wartung und Instandhaltung und den funktionsgleichen bzw. baugleichen Austausch der Schutzkomponenten, für eine Dauer, die der zu erwartenden tatsächlichen Nutzungsdauer der Schutz- und Sicherungsmaßnahme entspricht, längstens aber bis zum Ablauf des Jahres 2065 zu erstatten. Auf die zu erstattenden Anschaffungskosten nach § 255 Absatz 1 des Handelsgesetzbuches und Herstellungskosten nach § 255 Absatz 2 des Handelsgesetzbuches ist ein Aufschlag in Höhe von 5 Prozent zu gewähren, wenn der Betreiber technischer Infrastrukturen binnen sechs Monaten nach Anfrage durch den Übertragungsnetzbetreiber gegenüber diesem schriftlich oder elektronisch die unbedingte Freigabe zur Inbetriebnahme der Schutz- und Sicherungsmaßnahmen oder Maßnahmenkombination an der technischen Infrastruktur nach Absatz 3 erklärt. § 3 des Bundes-Klimaschutzgesetzes bleibt unberührt.

(5) Die Erstattung der nachgewiesenen notwendigen Mehrkosten nach Absatz 4 erfolgt vorbehaltlich der Sätze 2 und 3 und des Absatzes 6 im Wege einer einmaligen Ersatzzahlung des Übertragungsnetzbetreibers an den Betreiber technischer Infrastrukturen. Abweichend von Satz 1 kann ein Betreiber einer technischen Infrastruktur, die auf einer Gesamtlänge von mindestens 35 Kilometern von einer elektromagnetischen Beeinflussung nach Absatz 1 betroffen ist, notwendige, nachgewiesene Mehrkosten für Unterhaltung und Betrieb der Schutz- und Sicherungsmaßnahmen, insbesondere Wartung und Instandhaltung, auch durch jährlichen Nachweis gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber geltend machen. Abweichend von Satz 2 können der betroffene Betreiber technischer Infrastrukturen und der Übertragungsnetzbetreiber auch angemessen Pauschalen vereinbaren.

[...]

(7) Besteht Uneinigkeit zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem betroffenen Betreiber technischer Infrastrukturen über das Ausmaß der elektromagnetischen Beeinflussung oder über die technisch und wirtschaftlich vorzugswürdigen Schutz- und Sicherungsmaßnahmen nach Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 oder über die für diese Maßnahmen notwendigen Mehr~~K~~osten nach Absatz 4, so hat der Übertragungsnetzbetreiber über die offenen Streitfragen auf seine Kosten spätestens sechs Monate nach Beginn der Uneinigkeit ein Gutachten eines unabhängigen technischen Sachverständigen einzuholen. Die Frist beginnt mit dem Zeitpunkt, in welchem der Übertragungsnetzbetreiber oder der betroffene Betreiber technischer Infrastrukturen gegenüber dem jeweils anderen angezeigt hat, dass Uneinigkeit gemäß Satz 1 besteht. Für die Anzeige genügt die Textform. Der unabhängige Sachverständige wird durch den Übertragungsnetzbetreiber im Einvernehmen mit dem Betreiber technischer Infrastrukturen bestimmt. Kann kein Einvernehmen erzielt werden, schlägt der Übertragungsnetzbetreiber drei unabhängige technische Sachverständige vor, und der Betreiber technischer Infrastrukturen benennt binnen zwei Wochen ab Übermittlung des Vorschlags in Textform eine dieser Sachverständigen für die Klärung. Soweit Gegenstand des Gutachtens die technisch und wirtschaftlich vorzugswürdigen Schutz- und Sicherungsmaßnahmen sind, haben der Übertragungsnetzbetreiber und der Betreiber technischer Infrastrukturen die Umsetzung der in dem Gutachten benannten erforderlichen Schutz- und Sicherungsmaßnahmen unverzüglich nach Erstellung des Gutachtens sicherzustellen.“

Die Begründung zu § 49a EnWG sollte zum besseren Verständnis wie folgt angepasst werden:

„Unter den Begriff der notwendigen Kosten für Unterhaltung und Betrieb (in Abgrenzung zu den Anschaffungs- und Herstellungskosten im Sinne des § 255 HGB) im Sinne dieses Absatzes fallen auch die Kosten für den ~~vollständige~~ Austausch einer als technische Schutzmaßnahme im Sinne dieses § 49a der errichteten Einrichtung, die aufgrund von Abnutzung, Beschädigung, Zerstörung oder dergleichen nicht mehr eingesetzt werden kann.

Die Regelung bewahrt die Übertragungsnetzbetreiber vor sogenannten Ewigkeitskosten. Die Errichtung der technischen Schutzmaßnahmen wird als eigenständiger Vermögensgegenstand im Sachanlagevermögen des jeweils betroffenen Infrastrukturnetzbetreibers bilanziert. Bei einem Austausch wird die Maßnahme in der Regel als Reparaturaufwand in der Gewinn- und

Verlustrechnung zu erfassen sein. Erneuerungen technischer Schutzmaßnahmen vor Ende der jeweiligen Nutzungsdauer sind von der Regelung des § 49a ausgeschlossen. Erfolgt hingegen ein Ersatz durch ein Bauteil mit erweiterter Funktionalität, wird ein neuer Vermögensgegenstand im Sachanlagevermögen bilanziert. Die Kosten für Unterhaltung und Betrieb der erweiterten Funktionalität können dem Übertragungsnetzbetreiber nicht in Rechnung gestellt werden. ~~Der Reparaturaufwand ist über die Wartung und Instandhaltung erfasst, die erneute Neuerrichtung fällt nicht unter die Regelung des § 49a.~~

Zu § 50d EnWG (Nr. 76)

Änderungsvorschlag:

“§ 50d EnWG wird gestrichen”.

Begründung:

Die Regelung des § 50d EnWG läuft ins Leere, da die betroffenen Erzeugungsanlagen der Versorgungsreserve (Braunkohlekraftwerke) inzwischen stillgelegt sind. § 50d EnWG sollte daher gestrichen werden.

Artikel 17 Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz

§ 22 Abs. 7 (Nr. 9) NABEG

Bewertung:

Es erscheint fraglich, dass die Neuregelung eindeutig zu einer Verfahrenserleichterung führt, da im Fall des § 73 Abs. 8 VwVfG anders als nach § 22 Abs. 7 S. 1 NABEG in der Regel gerade keine Öffentlichkeitsbeteiligung erfolgt, sondern eine bilaterale Nachbeteiligung der Betroffenen ermöglicht wird. Entgegen den Ausführungen in der Gesetzesbegründung könnte die Änderung des § 22 NABEG eine Verschärfung ggü. § 73 Abs. 8 VwVfG darstellen, weil in § 73 Abs. 8 VwVfG bisheriger Fassung die Öffentlichkeitsbeteiligung mit Auslegung die Ausnahme, nicht die Regel darstellt. Aus Vorhabenträgersicht ist daher grds. zu bevorzugen, wenn die Beteiligung nach § 73 Abs. 8 VwVfG erfolgen kann, da dies in der Regel weitaus weniger aufwändig ist.

Es sollte daher klargestellt werden, dass die Anwendung des § 22 NABEG in Bezug auf § 73 Abs. 8 VwVfG nur für die Fälle gelten soll, in denen tatsächlich eine Öffentlichkeitsbeteiligung stattfindet.

Darüber hinaus wird darauf hingewiesen, dass § 73 Abs. 8 VwVfG den Begriff der Öffentlichkeitsbeteiligung nicht verwendet.

Ergänzende Regelungsvorschläge zu Artikel 17

Begründung: siehe oben Begründung zur Ergänzung von § 43 Abs. 3a EnWG

Ergänzung von § 1 Abs. 2 NABEG

„Die Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung von Stromleitungen, die in den Anwendungsbereich dieses Gesetzes fallen, einschließlich der für den Betrieb notwendigen Anlagen, liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit. Bis die Stromversorgung im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist, soll der beschleunigte Ausbau dieser Stromleitungen und Anlagen als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführende Schutzgüterabwägung eingebracht werden. Im Verhältnis zu Vorhaben zur Errichtung von Anlagen zur Erzeugung, zum Transport oder zur Speicherung von erneuerbaren Energien sowie den zugehörigen Nebenanlagen, die ebenfalls im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit dienen, kommt demjenigen Vorhaben Vorrang zu, das den größeren Beitrag zur Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien in Gestalt der erzielten Strommenge oder der nutzbaren Menge an Strom aus erneuerbaren Energien leistet. Satz 2 ist nicht gegenüber Belangen der Landes- und Bündnisverteidigung anzuwenden.“

Änderung von §§ 5, 6, 7, 8 sowie 34 und 35 NABEG

- §§ 5, 6, 7 und 8 im Abschnitt 2 Bundesfachplanung sowie
- §§ 34 und 35 im Abschnitt 6 Sanktions- und Schlussvorschriften

sollten mit der Zielstellung abgeändert werden, für Vorhaben, die aus bestimmten Gründen keinen Antrag gemäß § 12j Absatz 1 zur Ausweisung eines Infrastrukturgebietes (vgl. Gesetzentwurf des BMWF für ein Gesetz zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie in den Bereichen Windenergie auf See und Stromnetze vom 27.06.2025) stellen, gleichermaßen eine Beschleunigung zu erreichen, indem die erste Phase der Bundesfachplanung entfallen kann (vgl. auch gleichlautende Stellungnahme der ÜNB zum o.g. Gesetzentwurf):

§ 5 Absatz 4 NABEG sollte ersetzt werden durch folgende Fassung:

„Die Bundesnetzagentur ist zu einer detaillierten Prüfung nur von solchen Alternativen verpflichtet, die sich nach den in dem jeweiligen Stadium des Planungsprozesses für die Bundesfachplanung angestellten Sachverhaltsermittlungen auf Grund einer überschlägigen Prüfung der insoweit abwägungsrelevanten Belange nach Maßgabe der § 1 Absatz 2 und § 5 als eindeutig vorzugswürdig erweisen könnten.“

Die §§ 6 und 7 NABEG sollten entfallen.**§ 8 NABEG sollte ersetzt werden durch folgende Fassung:****„§ 8 Einreichung des Antrags und der Unterlagen**

(1) Die Bundesfachplanung beginnt mit dem Antrag des Vorhabenträgers, welcher durch die Einreichung der Unterlagen bei der Bundesnetzagentur erfolgt. Der Antrag kann zunächst auf einzelne angemessene Abschnitte von Trassenkorridoren beschränkt werden. Der Antrag ist spätestens [x] Monate nach Aufnahme des Vorhabens in den Bundesbedarfsplan durch den Vorhabenträger zu stellen, wenn das Bundesbedarfsplangesetz keine hiervon abweichende Kennzeichnung enthält. Die Bundesnetzagentur kann auf begründeten Antrag des Vorhabenträgers die Frist verlängern. Die für die Raumordnung zuständigen Behörden der Länder, auf deren Gebiet ein Trassenkorridor verlaufen könnte, sind über die Fristverlängerung zu benachrichtigen.

(2) Der Vorhabenträger hat der Bundesnetzagentur nach vorausgegangener Aufforderung innerhalb von [drei] Monaten eine geeignete Grundlage für die Festlegung des Untersuchungsrahmens nach § 39 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung vorzulegen; die Aufforderung kann bereits ab der Aufnahme des Vorhabens in den Bundesbedarfsplan erfolgen.

(3) Die Unterlagen nach Absatz 1 müssen enthalten:

1. den beabsichtigten Verlauf des Trassenkorridors sowie eine Darlegung der ernsthaft in Betracht kommenden Alternativen,
2. bei Vorhaben im Sinne von § 2 Absatz 5 des Bundesbedarfsplangesetzes eine Kennzeichnung von Erdkabel- und Freileitungsabschnitten sowie die Gründe, aus denen in Teilabschnitten ausnahmsweise eine Freileitung in Betracht kommt,

3. Erläuterungen zu den nach Nummer 1 in Frage kommenden Verläufen unter Berücksichtigung der erkennbaren Umweltauswirkungen und der zu bewältigenden raumordnerischen Konflikte,
4. die für die Prüfung nach § 5 Absatz 2 Satz 1 erforderlichen Unterlagen,
5. eine Darstellung des geplanten Vorhabens in allgemein verständlicher Form und
6. soweit ein vereinfachtes Verfahren der Bundesfachplanung nach § 11 für die gesamte Ausbaumaßnahme oder für einzelne Streckenabschnitte durchgeführt werden soll, die Darlegung der dafür erforderlichen Voraussetzungen.

(4) § 44 des Energiewirtschaftsgesetzes ist mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass die Bundesnetzagentur die nach § 44 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes zuständige Behörde ist.

(5) Die Bundesnetzagentur prüft die Vollständigkeit der Unterlagen. § 21 Absatz 5 ist entsprechend anzuwenden.“

§ 34 NABEG sollte wie folgt angepasst werden:

„Die Bundesnetzagentur kann ihre Anordnungen, insbesondere Fristsetzungen zur Antragstellung nach ~~§ 6 Satz 2~~ § 8 Abs. 1 und § 12 Absatz 2 Satz 4, und gesetzliche Fristen nach diesem Gesetz nach den für die Vollstreckung von Verwaltungsmaßnahmen geltenden Vorschriften durchsetzen. Die Höhe des Zwangsgeldes beträgt mindestens 1 000 Euro und höchstens 10 Millionen Euro. Die Bundesnetzagentur kann abweichend von § 17 des Verwaltungs-Vollstreckungsgesetzes Zwangsmittel zur Durchsetzung einer Anordnung nach § 8 Satz 4 Abs. 4 oder § 18 Absatz 5 in Verbindung mit § 44 Absatz 2 Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes auch gegenüber Behörden und juristischen Personen des öffentlichen Rechts festsetzen.“

§ 35 NABEG sollte um den folgenden Absatz 7 ergänzt werden:

„(7) Der Träger des Vorhabens kann eine Führung des Verfahrens nach §§ 5 bis 8 in der bis zum Ablauf des [1 Tag vor Inkrafttreten des Gesetzes] geltenden Fassung beantragen. Der Antrag muss innerhalb eines Monats nach [Inkrafttreten des Gesetzes] gestellt werden.“

Artikel 18 Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes

§ 29 Abs. 5 MsbG Nulleinspeiseanlagen

Bewertung:

Für den Redispatch nach §13a EnWG und den dafür angewendeten Prozessen nach BK6-20-059, ist eine Ausnahme der Steuerbarkeit von Anlagen nach §29 Abs. 5 MsbG kritisch zu sehen. Diese Ausnahme würde die Anlagen der Steuerbarkeit des Netzbetreibers gänzlich entziehen, die Sichtbarkeit wäre gewährleistet. Besonders bei Anlagen größer gleich 100 kW wären in den Redispatch-Prozessen entsprechende Regelung für den privilegierten Eigen- und Selbstverbrauch vorgesehen, um diesen konform im Redispatch berücksichtigen zu können.

§29 Abs. 5 MsbG Änderung:

„... wieder ausgeübt werden. Bis zum Ablauf dieser Frist ist weder der Anschlussnehmer noch der Anschlussnutzer berechtigt, die Ausstattung der Messstelle mit einer Steuerungseinrichtung nach Absatz 1 Nummer 2 nachträglich abzuändern oder abändern zu lassen. Satz 1 findet keine Anwendung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt.“

Begründung:

- Die Regelung würde Anlagen nur Sichtbar (iMsys) aber nicht mehr Steuerbar machen.
 - Grundsätzlich fordert § 9 EEG eine Steuerbarkeit der Anlagen, § 29 Abs. 5 MsbG entbindet davon.
- Steht im Widerspruch zu §13a Abs. 1 EnWG welche für alle Anlagen ab 100 kW gilt „... *Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt ..., sind verpflichtet, ... die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden. ...*“ mit der Ausnahme der Steuerbarkeit im MsbG kann der Fall der Duldung nicht angewendet werden.
 - Also widersprüchliche gesetzliche Regelungen EnWG zu MsbG.

- Technisch hätte der Netzbetreiber mit der Ausnahme der Steuerbarkeit dann keine Möglichkeit auf die Anlage einzuwirken, weder für Redispatch noch für Notfallprozesse wie § 13 Abs. 2 EnWG.
- Ergänzend, der Beschluss der BNetzA Festlegung BK6-20-059 (RD2.0) umfasst alle Anlagen größer 100 kW installierter Leistung. Auch hier wäre wieder eine Regelungslücke oder Unklarheit bei der Anwendung.
- Für Anlagen größer 100 kW gibt es im Redispatch-Prozess eine entsprechende Prozessausgestaltung, wie der privilegierte Eigen- und Selbstverbrauch gemeldet und im Redispatch berücksichtigt werden kann.
- Im worst case könnte das bedeuten,
 - dass bei Nachrüstung von Bestandsanlage,
 - die vor Ausstattung mit dem iMsys entsprechend § 9 Abs. 2 EEG mit einer konventionellen (Fern)Steuerung auszustatten sind,
 - mit iMsys § 9 Abs. 1 EEG nur noch sichtbar aber nicht mehr fernsteuerbar sind.
 - dass eine Neuanlagen z.B. mit zweistelliger MW-Leistung installiert wird, ohne das der NB diese Steuern kann.
 - sollte eine Anlage eine so signifikante Wirkung/Bedeutung im Engpassmanagement haben, müssten wegen der fehlenden Steuerbarkeit eine vom Standard abweichende Lösung der Steuerbarkeit umgesetzt/implementiert werden. Diese würde sowohl auf NB als auch auf Kundenseite zu deutlichen Mehrkosten und operativen Aufwänden führen.

§67 Absatz 1 MsbG

Wiederaufnahme der ehemaligen Nr. 7

7. Bilanzkoordination einschließlich der Überwachung der Bilanzkreistreue und der ordnungsgemäßen Bilanzkreisbewirtschaftung zeitnah nach dem Erfüllungszeitpunkt.

Begründung:

Diese Aufgaben und damit Zwecke sind unabhängig von der Aggregationsverantwortung dem Übertragungsnetzbetreiber zugeordnet. Deshalb sind diese nicht in §67b zu verschieben.

§67b Absatz 2 Klarstellung zur Änderung im §67

(2) Aggregation von Last- und Einspeisegängen sowie von Profilwerten von Einzelzählpunkten zum Zweck der Einbeziehung in die Bilanzierung, der Bilanzkoordination, der Überwachung der Bilanzkreistreue, der ordnungsgemäßen Bilanzkreisbewirtschaftung sowie für die Einbeziehung in die Bilanzkreisabrechnung,

Zu §78 MsbG – Inhaltsübersicht

d) Nach der Angabe zu § 77 wird die folgende Angabe geändert:

„§ 78 ~~Entschädigung bei~~ Verletzung der Messwertqualität“.

Zu §78 MsbG – Änderung von Absatz 1 und 2

Die bisherigen Absätze 1 und 2 werden ersetzt durch den neuen Absatz 1:

(1) Der Messwertweiterverarbeiter ermittelt die Verstöße für jede Messstelle, für die der Messstellenbetreiber seinen Verpflichtungen zur vollständigen und fristgerechten Messwertübermittlung nach § 3 Absatz 2 in Verbindung mit § 60 Absatz 3 Satz 1 Nummer 3 nicht nachgekommen ist, und veröffentlicht quartalsweise auf seiner Internetseite die Verstöße.“

Artikel 24 Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes**Änderungsvorschlag und Begründung:**

Die ÜNB regen an, im Sinne der Entbürokratisierung und in Analogie zur Streichung von § 51 Abs. 1 Nr. 3 EnFG (s. Artikel 26 Nr. 19 lit. a) bb)) auch die Veröffentlichungspflicht nach § 77 Abs. 1 Nr. 3 EEG zu streichen. Die ÜNB nehmen diese beiden Berichtspflichten derzeit gesammelt wahr ([Link](#)). Die Berichte bringen aus Sicht der ÜNB jedoch keinen inhaltlichen Mehrwert gegenüber den Gesetzestexten; gleichzeitig können die ÜNB kein öffentliches Interesse an den Berichten (Klickzahlen) feststellen.

Artikel 26 Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes

Bewertung zu Änderungen betreffend die EEG-Finanzierung:

Die ÜNB begrüßen grundsätzlich die vorgesehenen systematischen Änderungen zur EEG-Finanzierung, betreffend die Änderung des Anspruchs gemäß § 6 EnFG hin zum Ausgleich des EEG-Kontostands zum 31.12. des Vorjahres sowie betreffend die Herausnahme des EEG-Kontostands aus der Prognose des EEG-Finanzierungsbedarfs für das Folgejahr gemäß Anlage 1 EnFG. Die Änderungen korrigieren einen bislang bestehenden, systematischen Fehler bei der EEG-Finanzierungssystematik und reduzieren gleichzeitig deren Komplexität durch eine klarere Trennung zwischen dem ex post-Ausgleich der EEG-Differenzkosten gem. § 6 EnFG auf der einen und ihrem unterjährigen ex ante-Ausgleich gem. § 7 EnFG auf der anderen Seite.

Die geplante Neufassung von § 7 Abs. 2 Satz 2 EnFG (Artikel 26 Nr. 6 lit. b)) stellt für die ÜNB eine Reduktion der Rechtssicherheit bei der EEG-Finanzierung dar und wird daher von den ÜNB sehr kritisch gesehen: Auf Basis der gegenwärtigen Rechtsgrundlage entfaltet der gemäß öffentlich-rechtlichem Vertrag nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 EnFG (in diesem Kontext im Folgenden „öffentlich-rechtlicher Vertrag“) von den ÜNB an den Bund bis 30.11. des Vorjahres zu übermittelnde Zahlungsplan für die Abschlagszahlungen im Folgejahr auf den EEG-Finanzierungsbedarf unmittelbare bindende Wirkung. Mit der Neuregelung wäre dies erst mit Zustimmung des BMWF der Fall, die mit „*Ablauf des 30. November erteilt werden soll*“. Aus dieser „Sollregelung“ ergibt sich für die ÜNB eine Unsicherheit für die Liquiditätsplanung des Folgejahres, die so nicht tragbar ist.

Die vorgesehene Neufassung von § 7 Abs. 3 EnFG (Artikel 26 Nr. 6 lit. c)) stellt eine Ausweitung der Eingriffsmöglichkeiten des Bundes in die EEG-Liquidität dar und ist aus ÜNB-Sicht abzulehnen: Auf Basis der gegenwärtigen Regelungen besteht für die ÜNB die Möglichkeit, die EEG-Liquidität verlässlich im Rahmen des gem. öffentlich-rechtlichem Vertrag vorgesehenen Liquiditätskorridors zu planen, durch dessen obere Grenze gleichzeitig eine unverhältnismäßige Belastung der Allgemeinheit in Form einer Anhäufung von Bundesmitteln auf den EEG-Konten der ÜNB vermieden wird. Die nunmehr vorgesehene Möglichkeit des Bundes, Abschlagszahlungen zukünftig auch innerhalb des Liquiditätskorridors „aus wesentlichen Gründen“ eigenmächtig vorzunehmen – wobei die wesentlichen Gründe lediglich in der Gesetzesbegründung nicht näher als auf den „effizienten Einsatz [...] von Bundesmitteln“ konkretisiert werden – stellt aus Sicht der

ÜNB eine unplanbare Eingriffsmöglichkeit des Bundes dar, die die Finanzierungsrisiken aufseiten der ÜNB erhöht, wenn Mittel vom EEG-Konto innerhalb des im öffentlich-rechtlichen Vertrag festgelegten Liquiditätskorridors abgeschöpft werden oder für die EEG-Finanzierung vorgesehene Haushaltsmittel anderweitig eingesetzt werden. Durch unvorhersehbare Preis-/Mengenänderungen können Liquiditätsengpässe entstehen. Resultierende Finanzierungsrisiken müssten in der Folge bei der EEG-Bewirtschaftung eingepreist werden, was in der Summe zu erhöhten Kosten bei der EEG-Finanzierung für die Allgemeinheit führt. Im Sinne einer Beibehaltung der Planungssicherheit bei der EEG-Finanzierung und einer Senkung der Kosten für die Allgemeinheit sollte von dieser geplanten Änderung daher abgesehen werden.

Aus den vorgenannten Gründen (Kostensenkung bei der EEG-Finanzierung) halten es die ÜNB auch für erforderlich, die Finanzierungsrisiken bei der EEG-Finanzierung an anderer Stelle durch die folgenden weiteren Anpassungen zu reduzieren:

- Bei der Bestimmung des EEG-Finanzierungsbedarfs fehlt derzeit die Berücksichtigung des Liquiditätskorridors. Dieser sollte erhöhend bei der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs berücksichtigt werden. Diese Ergänzung wird insbesondere erforderlich vor dem Hintergrund, dass der EEG-Kontostand zum 31.12. des Vorjahres zukünftig durch den ex post-Ausgleich gem. § 6 (neu, s. o.) auf Null abgesenkt werden soll. Denn in dem nicht unwahrscheinlichen Fall, dass aufgrund von kostenerhöhenden Schwankungen der einschlägigen energiewirtschaftlichen Parameter (Börsenstrompreise, Erzeugung durch erneuerbare Energien, Marktwerte) die Liquiditätsreserve in voller Höhe benötigt wird (s. übernächster Punkt), fehlen die auf Basis des prognostizierten EEG-Finanzierungsbedarfs exkl. Liquiditätskorridor in den Bundeshaushalt eingestellten Mittel, um die EEG-Liquidität im Liquiditätskorridor gem. öffentlich-rechtlichem Vertrag zu halten.
- Die bei der Bestimmung des EEG-Finanzierungsbedarfs einzurechnende Liquiditätsreserve sollte auf eine marktpreisunabhängige Berechnung umgestellt werden. Bislang wird die Liquiditätsreserve bezogen auf das Delta zwischen den prognostizierten Einnahmen und Ausgaben. Dies führt zu dem Paradoxon, dass die Liquiditätsreserve umso niedriger ausfällt, je höher die aufgrund hoher Börsenstrompreise prognostizierten Einnahmen ausfallen – bei gleichzeitig entsprechend höherem Strompreisisiko.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 18.07.2025 | Page 31 of 31

Des Weiteren möchten wir bezüglich der Änderung von Anlage 1 Nr. 1.1 (Artikel 26 Nr. 25 lit. a)) darauf hinweisen, dass bei der verfolgten Änderung bislang u. E. die Worte “Der EEG-Finanzierungsbedarf wird transparent ermittelt aus dem Differenzbetrag” fehlen.

Weitere Anmerkungen zu geplanten EnFG-Änderungen:

Zu Nummer 11, Buchstabe b) (§ 19)

Die ÜNB begrüßen die Regelung des § 19 Absatz 3 (neu) EnFG zur Abschaffung des energetischen Ausgleichs von Differenz-Strommengen und die Einführung eines rein finanziellen Ausgleichs zwischen ÜNB und Verteilernetzbetreibern. Aus Sicht der ÜNB ist bei der Umstellung der Abwicklungsregime sicherzustellen, dass diese nicht parallel zur Anwendung kommen. Daher sollte die Neuregelung auch Korrekturen aus „Altjahren“ (vgl. § 20 EnFG) miteinschließen.

Eine unterjährige Einführung könnte einer einheitlichen Abwicklung entgegenstehen. Daher sprechen sich die ÜNB dafür aus, eine Regelung im EnFG selbst oder aber im Artikel zum Inkrafttreten des Artikelgesetzes aufzunehmen, dass die Neuregelung des § 19 Absatz 3 (neu) EnFG zum 01.01.2026 gilt.

Damit wäre aus Sicht der ÜNB auch klargestellt, dass im Rahmen der kommenden Jahresabrechnung im Kalenderjahr 2026 für das Kalenderjahr 2025 sowie etwaiger nachträglicher Korrekturen für vorangegangene Abrechnungszeiträume Differenzen rein finanziell auszugleichen sind.

An dieser Stelle weisen die ÜNB darauf hin, dass durch das eingerückte Schriftbild des § 20 Absatz 1 Satz 2 (neu) EnFG (unter Nr. 7) nicht deutlich wird, ob sich die Neuregelung auf sämtliche Korrekturgründe nach § 20 Absatz 1 Satz 1 Nr. 1 bis 7 EnFG bezieht. Die ÜNB befürworten die Neuregelung ausdrücklich für alle Korrekturgründe Nr. 1 bis 7.

Zu § 51 Abs. 1 Nr. 3 (Artikel 26 Nr. 19 lit. a) bb)): Wir begrüßen die Streichung dieser Berichtspflicht und verweisen auf unseren Vorschlag zur analogen Streichung von § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG (s. o.).

Zu § 52 Abs. (2a) (Artikel 26 Nr. 20 lit. b)): Wir schlagen vor, zur Klarstellung in Satz 2 nach den Wörtern “31. Mai des” die Worte “auf die Verringerung der Umlagen folgenden” einzufügen.