

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 22.07.2026 | Seite 1 von 9

STELLUNGNAHME DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUM REFERENTENTWURF DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE EINES GESETZES FÜR EINEN PLANBAREN, KOSTEN-EFFIZIENTEN, NETZVERTRÄGLICHEN UND MARKTORIENTIERTEN AUSBAU DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM STROMSEKTOR

Die vier Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung (ÜNB) bedanken sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu einem Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor (EEG-Novelle) vom 17.07.2026.

Aufgrund der sehr kurzen Frist im Rahmen der Länder- und Verbändeanhörung handelt es sich zunächst um eine erste Bewertung der wesentlichen vorgesehenen Anpassungen. Eine vertiefte fachliche Analyse und umfassende Einordnung sämtlicher Auswirkungen – insbesondere im Hinblick auf den Netzbetrieb und bestehende Marktprozesse – ist unter den gegebenen zeitlichen Rahmenbedingungen derzeit nur eingeschränkt möglich. Die vier ÜNB behalten sich daher vor, im weiteren Gesetzgebungsverfahren zusätzliche Anmerkungen und weitergehende Hinweise einzubringen.

Allgemeine Bewertung des Entwurfs

Die vier ÜNB begrüßen, dass die Bundesregierung das Erneuerbare-Energien-Gesetz anpassen und damit wesentliche Änderungen vornehmen möchte, um die Energiewende langfristig bezahlbar und versorgungssicher umzusetzen und die europäischen Vorgaben zur Förderung der Erneuerbaren Energien in nationales Recht zu überführen.

Die Erneuerbaren Energien sind ein zentraler Bestandteil des Stromsystems und müssen daher mehr Verantwortung übernehmen. Mit dem Eintritt in die zweite Halbzeit der Energiewende passen die gesetzlichen Regelungen nicht mehr zu den aktuellen Herausforderungen. Für einen sicheren Netzbetrieb nach 2030 ist eine Vielzahl an Maßnahmen notwendig, die auch im EEG geregelt werden müssen. So muss aus ÜNB-Sicht mit dieser Novelle die Steuerbarkeit von PV-Anlagen deutlich verbessert, die Direktvermarktungspflicht deutlich ausgeweitet und das Fördersystem so weiterentwickelt werden, dass starke Anreize für eine Reaktion von Erneuerbaren Energien und deren Einspeisung auf Marktpreise entstehen. Denn die besten Marktanreize entstehen dann, wenn die Förderzahlungen von der tatsächlichen Erzeugung entkoppelt werden. Mittelfristig sollte daher eine produktionsunabhängige Förderung eingeführt werden. Kurzfristig sollten

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 22.07.2026 | Seite 2 von 9

mehr Anlagen in die Direktvermarktung wechseln und Einspeisung bei negativen Preisen pönalisiert werden. Eine sichere und zuverlässige Steuerung durch Vermarkter und Netzbetreiber ist außerdem unerlässlich.

Die vier ÜNB nehmen positiv zur Kenntnis, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit dem Entwurf zur EEG-Novelle 2027 Schritte unternimmt, um Erneuerbare Energien stärker in Marktmechanismen und Systemprozesse einzubinden. Aus Sicht der ÜNB ist es zudem wichtig, die Vielzahl laufender regulatorischer Vorhaben (wie AgNes und Netzpaket) miteinander abzustimmen und in Kohärenz zueinander zu setzen.

Um keinen Fadenriss beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien zu riskieren, sollte die Gesetzesnovelle schnellstmöglich abgeschlossen werden, um die EU-rechtliche Notifizierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vor dem 01.01.2027 abzuschließen.

Hintergrund

Die vier ÜNB sind dafür verantwortlich den sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes zu gewährleisten, den europäischen Stromverbund zu unterstützen und die Systemstabilität sicherzustellen. Zum einen sind sie dafür verantwortlich den Ausbau des Übertragungsnetzes umzusetzen und zu jeder Zeit die Systemstabilität zu gewährleisten. Zum anderen spielen sie eine zentrale Rolle in der Umsetzung des EEG, insbesondere für die Abwicklung der EEG-Fördermechanismen, die ÜNB-Vermarktung des EEG-Konto, die Berechnung und Veröffentlichung des EEG-Finanzierungsbedarfs sowie wesentliche Transparenzkriterien wie die Datenerhebung und -bereitstellung zu Einspeisemengen, Vermarktungserlösen, EEG-Kontoständen und weiteren Prognosen und Berichten. Diese Aufgaben sind gesetzlich im EEG verankert.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 22.07.2026 | Seite 3 von 9

Zu Artikel 1 – Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Unentgeltliche Abnahme nach § 9 Abs. 2 Nr. 3 lit. a EEG-RefE:

Bezüglich der unentgeltlichen Abnahme geht die Begründung zu § 9 Abs. 2 Nr. 3 lit. a EEG-RefE davon aus, dass diese für Anlagen unter 25 kW künftig ein Sonderfall sein werde. Die überwiegende Anzahl der Anlagen werde die sonstige Direktvermarktung wählen bzw. die Nulleinspeisung werde die Regel sein. Die Steuerbarkeit der Anlagen kleiner als 25 kW in der unentgeltlichen Abnahme muss nach § 9 Abs. 2 Nr. 3 lit. a EEG-RefE sichergestellt werden.

Die ÜNB halten zum einen die erwartete Anzahl für Anlagen in der unentgeltlichen Abnahme für erheblich zu niedrig geschätzt. In den vergangenen Jahren wurden jährlich mehrere Hunderttausend Anlagen zwischen 2 und 10 kW installierter Leistung in Betrieb genommen. Unter der Annahme, dass bei ähnlichen Zubauraten die Neuanlagen zum weit überwiegenden Teil die sonstige Direktvermarktung wählen, halten wir dies vor dem Hintergrund der geringen wirtschaftlichen Anreize und der messtechnischen Voraussetzung eines intelligenten Messsystems für unwahrscheinlich. Die Anzahl der Anlagen in der unentgeltlichen Vermarktung wird daher nach unserer Einschätzung deutlich über den erwarteten 200 Anlagen liegen.

Zum anderen erwarten wir trotz Pönalisierungsmöglichkeit des Anschlussnetzbetreibers gegenüber dem Anlagenbetreiber bei fehlerhafter § 9 EEG-Steuerung einen geringen Umsetzungsgrad zuverlässiger Steuerbarkeit in diesem Kleinanlagensegment. Dadurch besteht die Gefahr, dass zusätzlich zu den zugebauten Mengen in der Netzbetreiberabnahme mit befristeter Übergangszahlung signifikante Mengen an Strom aus der unentgeltlichen Abnahme ungesteuert in den Markt laufen. Die ÜNB sehen daher das oben beschriebene Ziel einer Limitierung der nicht-steuerbaren Leistung durch den Entwurf als nicht erreicht an.

Aus Sicht eines sicheren Systembetriebs ist es unabdingbar, dass die Leistung von Anlagen, die nicht-steuerbar auf Preissignale reagieren können, nicht weiter ansteigt. Die ÜNB schlagen daher vor, dass Anlagen < 25 kW, welche die Netzbetreiberabnahme mit befristeter Übergangszahlung in Anspruch nehmen, eine Steuerungsverpflichtung nach § 9 EEG erhalten sollten.

Entfall § 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023 – Ausfallvergütung:

Die ÜNB stehen dem geplanten Entfall der Ausfallvergütung kritisch gegenüber. Diese wurde ursprünglich eingeführt, um zeitlich begrenzt ein „Auffangbecken“ für grundsätzlich direktvermarktungspflichtige Anlagen zu schaffen. Neben der damit einhergehenden finanziellen Absicherung der Anlagenbetreiber wurde über das Instrument der Ausfallvergütung auch die Zuordnung der Strommengen explizit geregelt. Die Erfahrungen zeigen, dass die Ausfallvergütung insbesondere in den ersten Monaten nach der Inbetriebnahme von

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 22.07.2026 | Seite 4 von 9

Anlagen, beim Wechsel oder der Insolvenz des Direktvermarktungsunternehmens zur praktischen Anwendung kommt. Während für Anlagen bis 100 kW installierter Leistung ein Wechsel in die Veräußerungsform der unentgeltlichen Abnahme als „Auffangbecken“ möglich ist, wären Neuanlagen mit >100 kW installierter Leistung künftig keiner Veräußerungsform zuordbar, sofern kein Direktvermarktungsunternehmen vorhanden ist. Es wäre unklar, welchem Bilanzkreis die dann eingespeisten Strommengen zuzuordnen wären. Daher schlagen die ÜNB vor, die Ausfallvergütung beizubehalten, jedoch ggf. den Zahlungsanspruch des Anlagenbetreibers in Zeiten der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung zu minimieren. Damit wäre weiterhin sichergestellt, dass eine Zuordnung der Strommengen explizit geregelt ist und zeitgleich der Anreiz für den Anlagenbetreiber gesetzt, das „Auffangbecken“ schnellstmöglich wieder zu verlassen.

§ 20 Abs. 2 EEG-RefE:

Es sollte klargestellt werden, ab wann der Anspruch nach Absatz 1 gelten soll.

§ 21e EEG-RefE:

Die Frist für die Mitteilung sollte mit der Frist zum Wechsel der Veräußerungsform aus § 21 synchronisiert werden. Mit der aktuellen Formulierung könnten Anlagenbetreiber zwar nur einmalig, dafür aber vom 31.12. auf den 01.01. quasi über Nacht die Veräußerungsform wechseln. Formulierungsvorschlag:

„Wenn Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber vor Beginn des Kalendermonats Dezember in Textform mitteilen [...]“

§ 26 Abs. 2 EEG-RefE:

Die Höhe der Abschläge sollte nicht anhand des Jahresmarktwertes des Vorjahres erfolgen. Für die Abschläge sollte der Monatsmarktwert des Leistungsmonats angesetzt werden, da es ansonsten zu finanziellen Verwerfungen kommen kann.

§ 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG-RefE:

Analog zur Streichung der Berichtspflicht im EnFG sollte im Sinne der Entbürokratisierung die Berichtspflicht unter § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG entfallen.

§ 5 Abs. 2 EEG-RefE:

Der EEG-RefE sieht u. a. auch Anpassungen hinsichtlich von Offshore-Kooperationsprojekten vor. Diese Änderungsvorschläge werden ausdrücklich begrüßt, da sie grenzüberschreitende Offshore-Kooperationsprojekte mit in den Mittelpunkt eines künftigen Offshore-Ausbaus stellen. Zukünftig sollen demnach auch Kooperationen mit Staaten der Europäischen Freihandelszone und dem Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland möglich sein sowie Kooperationsmodelle, in denen ein Staat die Ausschreibungen

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 22.07.2026 | Seite 5 von 9

durchführt und ein anderer sich finanziell beteiligt. Damit können Kooperationsprojekte im Rechtsrahmen von EEG und Energiefinanzierungsgesetz leichter umgesetzt werden, wie z. B. das in Planung befindliche deutsch-dänische Offshore-Projekt Bornholm Energy Island. In der Gesetzeseinleitung sollte aus Sicht der ÜNB lediglich eine redaktionelle Klarstellung aufgenommen werden, wonach Kooperationsmodelle u. a. solche meinen, in denen ein Staat die Ausschreibung durchführt und ein anderer sich finanziell beteiligt. Ferner weisen die ÜNB darauf hin, dass die Vorgabe des § 5 Absatz 2 EEG, wonach insgesamt bis zu 20 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung auf Anlagen in anderen Staaten entfallen können, einem effizienten und zielgerichteten Ausbau grenzüberschreitender Offshore-Projekte entgegenstehen könnte. Bei einem jährlichen Ausschreibungsvolumen nach dem WindSeeG von derzeit 4.000 MW ergäbe sich hieraus ein Volumen von lediglich 800 MW für Anlagen in anderen Staatsgebieten. Offshore-Windflächen werden jedoch regelmäßig in Größenordnungen von 1.000 MW und teilweise sogar bis zu 2.000 MW ausgeschrieben. Zwar erlaubt § 5 Absatz 2 Satz 2 EEG, dass der Umfang in dem Maße überschritten werden darf, in dem Gebote für Windenergieanlagen auf See bezuschlagt werden sollen. Aus Sicht der ÜNB bestehen jedoch Zweifel, ob diese Regelung auch eine deutliche Überschreitung der 20-Prozent-Grenze, beispielsweise zur Bezuschlagung von Offshore-Projekten mit einer Leistung von 1.000 MW bis 2.000 MW, rechtssicher ermöglicht. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Klarstellung des Anwendungsbereichs der Ausnahmeregelung ggf. sinnvoll.

Zu Artikel 2 – Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Die Entschädigung bei Störungen oder Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen wird aktuell in § 17e EnWG geregelt. Abs. 3a verweist auf die Berechnung des Monatsmarktwerts für Windenergieanlagen auf See in Anlage 1 Nr. 2.2.3 EEG. Im vorliegenden RefE entfällt die Berechnung des Monatsmarktwerts, stattdessen soll künftig in Nummer 2.2.3 die Berechnung des Jahresmarktwerts geregelt werden. Um Inkonsistenzen zu vermeiden, schlagen die ÜNB daher vor, den § 17e Abs. 3a wie folgt anzupassen:

“(3a) Die Absätze 1 bis 3 sind für Windenergieanlagen auf See, die in einer Ausschreibung nach Teil 3 des Windenergie-auf-See-Gesetzes bezuschlagt wurden, mit der Maßgabe anzuwenden, dass die Entschädigung 90 Prozent des nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz jeweils einschlägigen anzulegenden Werts, mindestens aber 90 Prozent des Monatsmarktwerts im Sinne der Anlage 1 Nummer 2.2.3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31.12.2026 geltenden Fassung beträgt.”

Zu Artikel 4 – Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung

Limitierte Vermarktung:

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 22.07.2026 | Seite 6 von 9

Die ÜNB begrüßen eine Anhebung der Preislimits mit dem Ziel, die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien zu senken. Die ÜNB empfehlen, die Vorgaben zur Preislimitierung der Vermarktung so anzupassen, dass weiterhin wirtschaftliche Anreize zur Verbesserung der Steuerbarkeit von direkt vermarkteten Anlagen bestehen und gleichzeitig Transaktionskosten bei der Abregelung von Anlagen in festen Einspeisevergütung berücksichtigt werden können. Darüber hinaus empfehlen die ÜNB, Herausforderungen im System- und Netzbetrieb bei der Preissetzung berücksichtigen zu müssen. Hierzu schlagen die ÜNB vor, dass eine beliebige Anzahl wirtschaftlich nachvollziehbarer Gebote (Tranchen) innerhalb eines gesetzlich festgelegten Bereichs preislimitiert gehandelt werden müssen. Der gesetzlich festgelegte Bereich sollte so gewählt werden, dass einerseits die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien so weit wie möglich gesenkt werden und auf der anderen Seite weiterhin ausreichend Anreize für die Abregelung in der Direktvermarktung erhalten bleiben. Aus Sicht der ÜNB könnte beispielsweise ein Bereich von -20 €/MWh bis -100 €/MWh gewählt werden.

Begründung: Der Verkauf von Strom bei negativen Preisen führt grundsätzlich zu einer Belastung der EEG-Kontos und damit zu einer Belastung der Steuerzahler. Daher ist eine Anhebung der Preislimits eine sinnvolle Maßnahme, um die Bezahlbarkeit zu unterstützen. Gleichzeitig können im Rahmen der Abregelung Transaktionskosten entstehen, welche die Einsparungen bei Strompreisen nahe 0 €/MWh möglicherweise wieder aufzehren. Diese Kosten können je nach Tranche unterschiedlich und im zeitlichen Verlauf variabel sein. Daher ist es nicht sinnvoll, weitere Vorgaben in der Erneuerbaren Energien Verordnung zu machen.

Bereits heute ist zu erkennen, dass mehr und mehr Direktvermarkter eine Steuerung der Anlagen bei negativen Preisen vornehmen. Eine Verschiebung der Preisgrenze auf 0 €/MWh birgt die Gefahr, dass die Bemühungen weitere Direktvermarkter zu einem marktadäquaten Verhalten zu führen eingebremst werden, da die Direktvermarkter dann erst nach den ÜNB-vermarkteten Anlagen aus dem Markt gehen und damit ggf. gar nicht erst abregeln müssten.

Weiterhin sehen die ÜNB es als notwendig an, eine Vermarktung in Tranchen durchzuführen. Einerseits können dadurch wirtschaftlich nachvollziehbare Gebote (Transaktionskosten) erstellt werden, zum anderen können dadurch bei Bedarf Anforderungen aus dem Netz- und Systembetrieb berücksichtigt werden. Dazu zählen insbesondere die Vermeidung von Engpässen und Systembilanzproblemen durch eine gezielte Steuerung der örtlichen und zeitlichen Abregelung.

§ 2 Abs. 4 EEV-RefE

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 22.07.2026 | Seite 7 von 9

Die aus der Regelung resultierende Verpflichtung zur Veräußerung bzw. zum Erwerb von Mengen über den kontinuierlichen Handel am Intraday-Markt steht im Gegensatz zu der Begründung, in der darauf verwiesen wird, dass mit der Anpassung nur die Möglichkeit zur Vermarktung geschaffen werden soll. Die ÜNB sprechen sich daher dafür aus, den Absatz in Bezug auf Mengen aus der preislimitierten Vermarktung als eine Kann-Formulierung vorzusehen.

§ 4a Abs. 2 Nr. 2 EEV-RefE:

Nach § 4a Abs. 2 Nr. 1 EEV fallen ausschließlich Anlagen unter die limitierte Vermarktung, die der Veräußerungsform nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG zugeordnet sind. Die ÜNB schlagen in den weiteren Konkretisierungen unter § 4a Abs. 2 Nr. 2 eine Klarstellung vor, dass diese Beschränkung auch bei der technischen Umsetzung von Steuerungsmaßnahmen einzuhalten ist und Anlagen in anderen Veräußerungsformen davon nicht betroffen sein dürfen. Hierzu wird folgender § 4a Abs. 2 Nr. 2 lit. c (neu) angeregt:

„[...] und deren Regelung keine Auswirkungen auf Anlagen in anderen Veräußerungsformen hat.“

§ 5 Abs. 2 EEV-RefE:

Aus Sicht der ÜNB wäre eine Klarstellung wünschenswert, dass bei einer Bezuschlagung einer Teilmenge von Tranchen neben der systemdienlichen Wirkung i. S. einer positiven Wirkung auf die Systembilanz auch eine positive netzdienliche Wirkung beabsichtigt ist. Die ursprüngliche Gesetzesbegründung des § 5 EEV besagt, dass mit dem Verweis auf § 13a EnWG sichergestellt sei, dass bei der Auswahl der Anlagen systemdienlich vorgegangen werden soll. Die ÜNB schlagen eine entsprechende Ergänzung in § 5 Abs. 2 Satz 1 EEV-RefE vor:

„Wird im Fall von preislimitierten Angeboten nach Absatz 1 die nach § 2 Absatz 2 zu vermarktende Strommenge aus fernsteuerbaren Anlagen nicht oder nicht vollständig veräußert, veranlasst der Übertragungsnetzbetreiber die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen in Höhe der nicht veräußerten Strommenge unter Beachtung seiner Systemverantwortung gemäß § 13 EnWG.“

Zu Artikel 6 – Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes

§§ 31 und 40 EnFG:

Mangels einer klaren Regelung wird § 31 Nr. 4 derzeit so ausgelegt, dass sich die Begrenzung übergreifend auf sämtliche (ggf. auch zukünftige) im EnFG geregelten Umlagen zusammen bezieht. Dies führt zu finanziellen Wechselwirkungen zwischen den Umlagen und zu hohem Aufwand im Rahmen der Umla-

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 22.07.2026 | Seite 8 von 9

genermittlung und -abrechnung. Die Auslegung führt auch zu erhöhter Komplexität im Fall eines potentiellen Bundeszuschusses zu einer der Umlagen, aufgrund von Wechselwirkungen zur anderen Umlage. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass das Ermangeln einer klaren Regelung (Bezug der Begrenzung auf jede Umlage einzeln) auf ein redaktionelles Versehen zurückzuführen ist. Die ÜNB regen daher folgende Anpassung in § 31 Nr. 3 EnFG an:

"Die nach Nummer 2 zu zahlenden Umlagen werden je Umlage in Summe aller begrenzten Abnahmestellen des Unternehmens ..."

In der Folge schlagen die ÜNB den Entfall der Kopplung der EnFG-Umlagen über die Mindestumlage nach § 31 Nr. 4 EnFG vor:

„...], dass die von dem Unternehmen zu zahlenden Umlagen für den Stromanteil über 1 Gigawattstunde je Umlage den Wert von 0,05 Cent pro Kilowattstunde [...]“

§ 40 Abs. 6 EnFG ist entsprechend zu streichen.

Anlage 1 EnFG:

- In Nr. 2.3 und Nr. 3.3 EnFG fehlt jeweils eine Position für die Abrechnungen nach § 19 Abs. 3 EnFG.
- Zu Nr. 10:
 - o Die seit Einführung der Marktprämien-Systematik zunehmenden und hohen Schwankungen der Börsenpreise haben zunehmend erhebliche Auswirkungen auf die Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs. Bei hohen Future-Preisen sinkt der prognostizierte EEG-Finanzierungsbedarf und, dem entsprechend, die Liquiditätsreserve. Dies wäre jedoch nur dann sachgerecht, wenn auch die Risiken rückläufig wären. Tatsächlich ist jedoch das Gegenteil der Fall, da durch hohe Preise wie durch hohe Preisvolatilität das Marktpreisrisiko insgesamt gestiegen ist. Durch die Anpassung der Fördersystematik auf CfD erhöhen sich diese Risiken durch einen größeren Einfluss zukünftiger Strommarktpreise noch zusätzlich. Die ÜNB schlagen daher grundsätzlich vor, die Liquiditätsreserve unabhängig von Marktpreisen zu definieren, indem als Berechnungsgrundlage für die Bildung der Liquiditätsreserve nicht der Differenzbetrag aus Nr. 1.1.1 Anlage 1 EnFG, **sondern der Gesamtzahlungsanspruch der Anlagenbetreiber** genutzt wird. Alternativ schlagen die ÜNB die Möglichkeit vor, in begründeten Fällen eine Liquiditätsreserve von über 10 % des Differenzbetrags nach Nr. 1.1.1 einrechnen zu können (s. u.).

- Darüber hinaus sollte in Anlage 1 Nr. 10 die Möglichkeit zur Einrechnung einer Liquiditätsreserve auf den KWKG-Finanzierungsbedarf ausgeweitet werden. Die zunehmenden Unsicherheiten hinsichtlich der über das KWKG-Konto zu wälzenden Ausgaben (insbesondere Höhe und Fälligkeit von WKNS-Zahlungen oder Bonuszahlungen nach §§7a-c KWKG) haben bereits in den Monaten März bis Mai 2026 zu einem ÜNB-Zwischenfinanzierungsbedarf auf dem KWKG-Konto (DE-Saldo) geführt. Die bestehenden Unsicherheiten werden durch zukünftige Novellierungen des KWKG noch verstärkt bzw. ergänzt. Die ÜNB sehen eine Liquiditätsreserve beim KWKG-Finanzierungsbedarf daher als erforderlich an, um Zwischenfinanzierungsbedarfe aufseiten der ÜNB mit einhergehenden Belastungen der sonstigen ÜNB-Geschäftsfelder zu vermeiden.

„10. Liquiditätsreserve für den EEG-Finanzierungsbedarf

Die Übertragungsnetzbetreiber können bei der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs und des KWKG-Finanzierungsbedarfs hinsichtlich der Prognose der Einnahmen und Ausgaben nach Nummer 1.1 beziehungsweise 1.2 zusätzlich eine Liquiditätsreserve vorsehen. Sehen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs eine Liquiditätsreserve nach Satz 1 vor, werden die nach Nummer 9.1 abgegrenzten Einnahmen und Ausgaben bei der Ermittlung des Differenzbetrages nach Nummer 1.1 nicht berücksichtigt. Die Liquiditätsreserve darf 10 Prozent des jeweiligen Differenzbetrages nach Nummer 1.1 beziehungsweise 1.2. nicht überschreiten. In begründeten Einzelfällen kann unter Vorlage entsprechender Nachweise durch die Übertragungsnetzbetreiber abweichend von Satz 3 eine höhere Liquiditätsreserve vereinbart werden.“