

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 27.01.2021 | Seite 1 von 12

STELLUNGNAHME DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUM GESETZENTWURF DER BUNDESREGIERUNG ZUR UMSETZUNG UNIONSRECHTLICHER VORGABEN UND ZUR REGELUNG REINER WASSERSTOFFNETZE IM ENERGIEWIRTSCHAFTSRECHT (ENERGIEWIRTSCHAFTSRECHTSÄNDERUNGSGESETZ)

Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) begrüßen grundsätzlich die Intention des Gesetzgebers und danken für die Möglichkeit der Stellungnahme.

Der Gesetzentwurf enthält neben den bereits bestehenden Netzentwicklungsplänen für das Stromübertragungs- und Gasnetz auch Regelungen für die Planung der Verteilnetze und einer Wasserstoffnetzinfrastruktur. Im Rahmen des dena-III Prozesses werden derzeit Bedingungen für eine integrierte Infrastrukturplanung entwickelt („Systementwicklungsplan“). Die politischen Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien und einer Treibhausgasneutralität bis 2050 sollten dabei eine gemeinsame Grundlage der Planung bilden.

Die Übertragungsnetzbetreiber bedauern, dass die Diskussionen und Erkenntnisse des Branchendialogs zur Anreizregulierung nur teilweise aufgegriffen wurden. Eine wichtige Erkenntnis des Branchendialogs war, dass große Teile der Engpassmanagementkosten exogenen Einflussgrößen unterliegen und somit nicht beeinflussbar sind. Daher ist es besonders wichtig, dass Instrumente zur Beanreizung im Hinblick auf Risiken und Chancen ausgewogen sind. Dies sollte bei der anstehenden Novelle der Anreizregulierungsverordnung berücksichtigt werden.

Die ÜNB möchten darauf hinweisen, dass aufgrund der kurzen Frist leider keine abschließende Prüfung möglich war. Für das parlamentarische Verfahren regen wir an vor allem folgende Punkte zu berücksichtigen:

1. Anreize auf Redispatch

Art. 1 Nr. 25 lit. a (§ 21a Abs. 5a EnWG), S. 18 f.

Änderungsvorschlag im Text

5a) ¹Neben den Vorgaben nach Absatz 5 können auch Regelungen zur ~~Verringerung~~-**Beanreizung** von Kosteneffizienz für das Engpassmanagement in den Elektrizitätsversorgungsnetzen und hierauf bezogene Referenzwerte vorgesehen werden. ²Referenzwerte können auf der Grundlage von Kosten für das Engpassmanagement ermittelt werden. ³Bei Unter- oder Überschreitung der Referenzwerte können auch die Obergrenzen zur Bestimmung der Netzzugangsentgelte für ein Energieversorgungsunternehmen angepasst werden. ⁴**Die Anpassung muss in einem angemessenen Verhältnis zur Beeinflussbarkeit der Kosten für das Engpassmanagement stehen und kann hierzu begrenzt werden.** ⁵Dabei ~~können auch~~ **sollen** gemeinsame Anreize für alle Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung vorgesehen werden, **soweit die Maßnahmen des Engpassmanagements gemeinsam beeinflussbar sind.** ~~und~~ ⁶Es können Vorgaben für eine Aufteilung der Abweichungen von einem Referenzwert erfolgen.

Begründung:

Im Rahmen des Branchendialogs wurde unter Beteiligung der Netzbetreiber und der BNetzA bereits sehr intensiv über ein konkretes Modell für Anreize auf Redispatch gesprochen. Die in diesem Dialogprozess stets vorausgesetzten Prämissen sollten sich in der Verordnungsermächtigung wiederfinden. Vor dem Hintergrund der geringen Beeinflussbarkeit der Engpassmanagementkosten war somit stets unbestritten, dass die bloße Kostenhöhe keinen Anhaltspunkt für die Effizienz Maßnahmen bietet. Vielmehr können exogene Faktoren (z.B. Wind) dazu führen, dass Kostensenkungen nicht möglich sind. Daher haben der Branchendialog und die Fachgespräche stets die Beanreizung der Kosten in den Blick genommen und nicht allein auf Kostensenkungen abgestellt. Ein Anreizmodell führt somit nicht zwingend zu einer Verringerung der Kosten, weil die Kosten für Redispatch mehrheitlich nicht beeinflussbar sind und externen Faktoren unterliegen. In dem diskutierten Modell kann es auf Grund der Berücksichtigung dieser externen Faktoren (Stichwort minRam-Faktor/Öffnung Grenzkuppelkapazität) durchaus zu einem Referenzwert kommen, welcher über den Istkosten der Vorjahre liegt.

Vorsorglich weisen wir darauf hin, dass die entsprechend den Regelungen in Artikel 1 Ziffer 26 (§ 23b Nr. 11 EnWG-E) bzw. Artikel 2 Ziffer 3 durch die BNetzA zu veröffentlichenden Engpassmanagementkosten keineswegs als Grundlage für die Ermittlung der Referenzwerte herangezogen werden können.

S. 1: Der Satz sollte insofern klarer formuliert werden, dass der Ansatz über Referenzwerte (2. HS) nicht ausschließt, dass es auch steigende Kosten geben kann. Dies sollte in der Formulierung deutlich werden.

S. 4 (neu) ff.: Für Effizienzvorgaben gilt der Grundsatz, dass nur beeinflussbare Kosten mit einer Effizienzvorgabe belegt werden dürfen (Abs. 5). Die Kosten des Engpassmanagements sind nur zu einem geringen Anteil beeinflussbar, was im Branchendialog jederzeit unbestritten war. Daher darf die Anpassung – die im Ergebnis identisch wie eine Effizienzvorgabe wirkt – auch nur soweit reichen, wie eine Beeinflussbarkeit des Engpassmanagements besteht. Dies betrifft zum einen eine Deckelung der Anpassung der Obergrenzen nach Abs. 2.

S. 1 (neuer S. 4). Zum anderen gilt dies auch, soweit die Maßnahmen des Engpassmanagements nicht durch einen einzelnen, sondern nur von allen ÜNB gemeinschaftlich durchgeführt und optimiert werden können (neue S. 5 und 6).

2. Interkonnektorenregulierung

Art. 1 Nr. 28 (§§ 28d ff. EnWG); Art. 7 Nr. 3 lit. c (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 18 ARegV); Art. 10 Nr. 4 (§ 3b); S. 24 ff., 48 f., 50 f.

Änderungsvorschlag im Text: § 28h - Anspruch auf Herausgabe von Engpasserlösen

(1) Der selbstständige Betreiber von grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen ist verpflichtet, die in einem Kalenderjahr eingenommenen Erlöse aus der Bewirtschaftung von Engpässen in Höhe der Quote nach § 28f Absatz 3 zur Verwendung gemäß Artikel 19 Absatz 2 und 3 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019

über den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 54) an den nach § 28g Absatz 1 zahlungspflichtigen Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung herauszugeben. Durch den Erhalt oder die Verwendung der nach Satz 1 herausgegebenen Engpasserlöse darf den Betreibern von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung weder ein wirtschaftlicher Vorteil noch ein wirtschaftlicher Nachteil erwachsen, insbesondere sind sie bei der Berechnung des zu verzinsenden eingesetzten Kapitals nach § 21 Absatz 2 so zu stellen, als hätten sie die Engpasserlöse nicht erhalten.

Begründung:

Durch die Ergänzungen wird sichergestellt, dass dem anschließenden Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung durch den Erhalt oder die Verwendung der nach Satz 1 herausgegebenen Engpasserlöse weder ein wirtschaftlicher Vorteil noch ein wirtschaftlicher Nachteil erwachsen darf. Die Formulierung „weder wirtschaftliche Vorteile noch wirtschaftliche Nachteile auslösen“ ist nicht eindeutig und lässt verschiedene Interpretationen zu. Mit der vorgeschlagenen Ergänzung würde einen Maßstab zur Bewertung von wirtschaftlichen Vorteilen und Nachteilen in das Gesetz mit aufgenommen.

Demzufolge sind Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung bei der Eigenkapitalverzinsung so zu stellen, als hätten sie die Engpasserlöse nicht erhalten. Die an den Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung übergebene Engpasserlöse stellen beim Übertragungsnetzbetreiber zinsloses Fremdkapital dar und führen nicht zur Reduzierung des Geschäftsrisikos, für deren Übernahme Netzbetreiber durch die Eigenkapitalverzinsung vergütet werden. Da die Übergabe der Engpasserlöse nicht zu einer Reduzierung des Geschäftsrisikos führt, ist eine Reduzierung der Eigenkapitalverzinsung nicht gerechtfertigt.

Abschnitt 3a

Prüfung der Netzkosten

- Im Entwurf der EnWG-Novelle ist vorgesehen, dass die Istkosten durch die BNetzA überprüft werden (§ 28 f). Die Plankosten sollen hingegen durch den ÜNB überprüft werden (§ 28g).
- Aus Sicht der ÜNB sollten auch die Plankosten durch die BNetzA überprüft werden, um für den ÜNB eine Sicherheit bzgl. der monatlichen Auszahlung auf Grundlage der Plankosten sicherzustellen. Gem. § 28d hat die Bundesnetzagentur die Erfüllung der Voraussetzungen nach Satz 1 spätestens 9 Monate vor Beginn des Jahres festzustellen, in dem beim Betreiber für diese Übertragungsleitung erstmalig ein Zahlungsanspruch nach § 28g entsteht. Anlog hierzu jährlich könnten die Plankosten überprüft werden.

Verwendung der Engpasserlöse

- Aus dem Gesetzestext und der Begründung wird deutlich, dass eine Verwendung der Engpasserlöse nach der EU-Verordnung erforderlich ist, wenn die Engpasserlöse die Netzkosten überschreiten und eine Gegenrechnung somit nicht möglich ist.
- Dem ÜNB dürfen durch die Vereinnahmung der Engpasserlöse des selbständigen Betreibers keine Nachteile entstehen und es ist eine „Neutralisierung“ der Engpasserlöse erforderlich, um einen Nachteil für die ÜNB zu vermeiden.

Abrechnungsprocedere Netzkosten und Engpasserlöse

- Es fehlen hinreichend konkrete Regelungen, wann die Engpasserlöse vom selbständigen Betreiber an den Übertragungsnetzbetreiber ausgeschüttet werden und wie diese konkret gegen die Netzkosten gerechnet werden. Die Netzkosten werden auf Grundlage der Plankosten an den selbständigen Betreiber monatlich ausgezahlt. Die Engpasserlöse werden erst zu einem späteren Zeitpunkt von dem selbständigen Betreiber vereinnahmt (§ 28g Abs. 3)

§ 28g Abs. 3

- „... ausgezahlten Summe ist im auf die Feststellung folgenden Kalenderjahr durch gleichmäßige Auf- oder Abschläge auf die Raten nach Absatz 2 Satz 2 zu verrechnen.“
- Es ist eine Klarstellung erforderlich, ob die Verzinsung sich nur auf das Jahr bezieht, in dem der Saldo entsteht oder auch auf das Jahr, in dem der Saldo wieder abgebaut wird.

§ 28g Abs. 5

- „... selbständigen Aufschlag auf seine Erlösobergrenze in die Netzentgeltbildung einbringen
- Es sollte die Formulierung angepasst werden, da es sich nicht um einen „selbständigen Aufschlag“ handelt, sondern vielmehr um einen „Bestandteil der EOG“. Dies ergibt sich insbesondere auch aus der Regelung zu den dnBK.

§ 28h Abs. 2

- Es sollte zur Klarstellung ergänzt werden, dass ob es sich um den Buchungs- oder Leistungszeitraum handelt.

§ 11 ARegV

- Durch die Regelungen im §28g EnWG wird der Plan-Ist-Abgleich wie bei den Umlagen in t+2 ausgeglichen, dadurch weicht die Verfahrensweise bei Nr. 18 von den anderen Positionen aus §11 ARegV ab, die über das Regulierungskonto ausgeglichen werden.

3. Offshore-Netzumlage: Begrenzung des rechnerischen Anteils geleisteter Entschädigungszahlungen

Art. 1 Nr. 20 (§ 17f Abs. 5 EnWG)

Änderungsvorschlag im Text: Streichung/Neufassung

Der rechnerische Anteil des Aufschlags, der auf in den Aufschlag einfließende Kosten für geleistete Entschädigungszahlungen entfällt, darf höchstens 0,25 Cent pro Kilowattstunde betragen.
--

Begründung:

Der Ausweis der Offshore-Umlage differenziert nicht nach Entschädigungen und Netzanbindungskosten. Auch in der aktuellen Fassung des EnWG ist kein gesonderter Deckel für die Entschädigungen enthalten. Die Ermittlung der Umlage (ct/kWh) erfolgt als Gesamtpaket aus Netzanbindungskosten und Entschädigungen und wird ins Verhältnis zum anzulegenden Letztverbrauch nach Maßgabe des KWK-G gesetzt.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, | Seite 5 von 12

Des Weiteren spiegelt ein fixierter Deckel die sich ändernde Anbindungssituation nicht wieder. Auf Basis der Parameter 2021 entspricht der rechnerische Deckel dem aus der ersten Regelung aus 2013. Als Hinweis sei der § 29 Abs. 1 KWK-G genannt. Hier ist ein absoluter Deckel i.H.v. 1,8 Mrd. EUR je Kalenderjahr für die KWKG-Umlage geregelt.

4. Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen

Art. 1 Nr. 15 (§ 12 Abs. 3. S. 2 EnWG); S. 14

Änderungsvorschlag im Text

Dafür können sie im Rahmen des technisch Möglichen auch geeignete technische Anlagen etwa zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie Inertia (Trägheit der lokalen Netzstabilität) nutzen, die keine Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie sind. Hierbei hat eine Abwägung mit einer marktgestützten Beschaffung nach § 12h zu erfolgen.

Begründung:

Auch nach Kohle- und Atomausstieg, die zu einem Wegfall rotierender Massen führen, müssen im Stromnetz ausreichend technische Anlagen zur Erbringung von Massenträgheit (Inertia) vorhanden sein. Lastflussteuende Elemente, die ohnehin von den Netzbetreibern betrieben werden, können zukünftig entsprechend ausgelegt werden, um ebenfalls die Systemdienstleistung Inertia erbringen zu können.

5. Speichieranlagen: Entflechtung und Definition

Art. 1 Nr. 9 (§ 8 Abs. 2 S. 4 EnWG (neu)); S. 11

Änderungsvorschlag im Text

Insbesondere sind Übertragungsnetzbetreiber nicht berechtigt, Eigentümer einer Energiespeicheranlage zu sein oder diese zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben. Unbeschadet von § 11b sind Energiespeichieranlagen, die nur zur Deckung des Eigenbedarfs eingesetzt werden, von der Regelung in Satz 4 ausgenommen.

§ 11a EnWG-E

Änderungsvorschlag im Text

„...die Errichtung, die Verwaltung und den Betrieb einer Energiespeicheranlage, ~~die elektrische Energie erzeugt,...~~“

Begründung:

Eine Streichung des Teilsatzes ist weiterhin konform mit der EU Richtlinie (2019/944) da es dort diese Einschränkung nicht gibt.

6. Besondere netztechnische Betriebsmittel

Art. 7 Nr. 3 lit. a, Nr. 6 lit. d (§ 34 Abs. 8a ARegV (neu)), S. 49

Änderungsvorschlag im Text

(8a) Für besondere netztechnische Betriebsmittel ~~für die § 118 Absatz 27 des Energiewirtschaftsgesetzes gilt~~ die nach bestehender Gesetzesgrundlage bezuschlagt wurden, findet § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 16 in der bis zum [einsetzen: Datum des Inkrafttretens der Novelle] geltenden Fassung Anwendung.

Begründung:

Hierdurch wird sichergestellt, dass die Kosten für die vorhandenen besonderen netztechnischen Betriebsmittel, sofern sie ~~unter § 118 Absatz 27 EnWG fallen~~ nach bestehender Gesetzesgrundlage bezuschlagt wurden, als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten berücksichtigt werden können.

7. Veröffentlichungspflichten BNetzA

§§ 23b bis 23d EnWG

Zahlreiche neue Veröffentlichungspflichten für Betreiber von Energieversorgungsnetzen müssen angepasst werden. Die ÜNBs unterstützen die Transparenzanforderungen. In manchen Investitionsmaßnahmenanträgen und Genehmigungen sind jedoch systemrelevante Informationen wie zu kritischer Infrastruktur oder dem Netzwiederaufbau enthalten, die unter keinen Umständen veröffentlicht werden dürfen. Folglich sind auch Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der ÜNB schutzwürdig und müssen von der Veröffentlichungspflicht ausgenommen werden. Für weitere Details zur Anpassung siehe **Appendix**.

8. Nutzen statt Abregeln

Änderung des § 13 Abs. 6 a EnWG, Ziffer 16

Die in § 13 Abs. 6 a EnWG vorgesehene Möglichkeit, den Strom zu nutzen, statt ihn abzuregeln, ist ein sinnvoller Ansatz. Daher ist die Weiterführung dieses Instruments im Sinne der Anpassung durch den vorliegenden Gesetzentwurf zu begrüßen.

9. Flexibilitätsprodukte für VNB

§ 14c EnWG, Ziffer 18

Entsprechende Produkte sind einheitlich zu definieren und zu konsultieren. An der Konsultation sind die ÜNB zu beteiligen. Eine Klarstellung ist hier erforderlich, da nicht eindeutig ist, um welche Art von Flexibilitätsdienstleistungen es sich konkret handelt. Die Abgrenzung von neuen Flexdienstleistungsprodukten zur Regelleistung ist absolut notwendig. Die Übertragungsnetzbetreiber sind für die koordinierte Regelung der Systembilanz zuständig. Diese Koordination darf nicht potenziell konterkariert

werden (durch „Gegeneinanderregeln“). Zugleich muss eine Beschränkung von Redispatch-Potenzialen der Übertragungsnetzbetreiber vermieden werden.

10. Analoge VNB Internetplattform für Netzausbaupläne

§ 14e EnWG, Ziffer 18

Ergänzung: Auch die ÜNB sollten explizite Rechte zur Beteiligung an Konsultationen und zur Berücksichtigung ihrer Argumente erhalten.

Begründung: VNB sollen analog zu ÜNB NEP-Plattform auch eine Internetplattform für ihre Netzausbaupläne einrichten. In § 14e werden auch die Möglichkeiten und Rechte der Netznutzer für die Einbeziehung in die Netzausbauplanung beschrieben. Die ÜNB kommen hier aber nicht vor (siehe § 14d: zur Einbeziehung bei Regionalszenario). Derzeit ist in Abs. 2 nur das Recht von Netznutzern enthalten.

11. Änderung der StromNEV

Art. 10; § 17 Abs. 2a StromNEV

Durch die Verordnung zur Umsetzung pandemiebedingter und weiterer Anpassungen in Rechtsverordnungen auf Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes vom 30.10.2020 wurde § 17 Abs. 2a StromNEV um die neuen Sätze 5 und 6 mit Wirkung zum 6.11.2020 ergänzt. Damit wurde ein spezieller Fall des Poolings für „Transite“ eingeführt. In der Begründung dieser Veränderungsänderung wurde darauf verwiesen, dass sich der Anwendungsbereich auf grenzüberschreitende Stromflüsse beziehen soll, jedoch ist diese Beschränkung im eigentlichen Verordnungstext in der Fassung der Änderungsverordnung vom 30.10.2020 nicht enthalten. Stattdessen enthält die Norm eine Legaldefinition von „Transit“, die ausschließlich auf einen Saldo von Leistungsmittelwerten von verschiedenen Schnittstellen zwischen zwei Netzbetreibern (bspw. dem Übertragungs- und dem Verteilernetz) abstellt.

Die neu geschaffene Regelung zur Saldierung von Transiten birgt Interpretationsspielraum. Es stellt sich die Frage, welche Energieflüsse einen Transit im Sinne der Verordnung darstellen. Aus unserer Sicht sind Rückspeisungen durch dezentrale Erzeugung in das vorgelagerte Netz keine Transite und demzufolge von den Transiten abzugrenzen und von der Möglichkeit des Poolings auszunehmen.

Würden Rückspeisungen aus den Transiten nicht herausgerechnet werden, führt dies zu einer Verringerung der abzurechnenden Leistung/Arbeit gegenüber dem Netzkunden und innerhalb der Netzentgeltkalkulation zu einer Erhöhung der Netzentgelte. Größere Verteilernetzbetreiber mit dezentraler Erzeugung würden profitieren und kleinere Verteilernetzbetreiber und Letztverbraucher (Industriekunden) belastet.

Lösungsvorschlag:

Ein Transit ist dann gegeben, wenn eine Energiemenge anstatt über das vorgelagerte Netz (etwa das Höchstspannungsnetz) transportiert zu werden, an einer Entnahmestelle durch einen Netznutzer entnommen und über eine andere, galvanisch verbundene Entnahmestelle dieses Netznutzers wieder an das vorgelagerte Netz zurückgegeben wird. Vom Transit zu unterscheiden sind Rückspeisungen aus

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, | Seite 8 von 12

dem nachgelagerten Netz in das vorgelagerte Netz (bspw. aufgrund von dezentraler Einspeisung). Rückspeisungen aus dem nachgelagerten Netz aufgrund dezentral erzeugtem Strom fallen somit nicht unter die neue Regelung des § 17 Abs. 2a StromNEV und werden nicht saldiert.

Aus den genannten Punkten empfehlen wir im Rahmen der Anpassung des EnWG den § 17 Absatz 2a StromNEV dahingehend zu konkretisieren und folgenden Satz Nummer 7 zu ergänzen:

„Rückspeisungen aus dem nachgelagerten Netz in das vorgelagerte Netz, zum Beispiel aufgrund von dezentraler Einspeisung oder Bau- und Schaltmaßnahmen, sind von dem Transit abzugrenzen und bleiben unberücksichtigt.“

§ 19 Abs. 5 Strom NEV

(5) Werden individuelle Netzentgelte nach den Absätzen 1 bis 4 gebildet, sind diese in die Veröffentlichung der Netzentgelte aufzunehmen und der Regulierungsbehörde unverzüglich anzuzeigen.“

§ 19 Kunden werden heute bereits auf den ÜNB-Internetseite veröffentlicht.

Es ist zu konkretisieren, was mit Veröffentlichung der Netzentgelte gemeint ist – die weitere Nutzung auf der Internetseite des Netzbetreibers oder die zusätzliche Aufnahme im Preisblatt des Netzbetreibers? Wie und in welcher Form soll die BNetzA informiert werden?

12. Übergangsregelungen zu Sicherheitsanforderungen

§ 113d n.F.

Während die genannte Vorschrift ausdrücklich die sog. „anerkannten Regeln der Technik“ im Sinne von § 49 EnWG konkretisiert, knüpft die Gesetzesbegründung zu § 113d EnWG n.F. wiederholt an den „Stand der Technik“ an. Dabei handelt es sich offensichtlich um einen Fehler, da beide Techniklauseln mit einer völlig anderen Bedeutung belegt sind. Weil zwar nicht § 113d, aber § 49 EnWG auch für unsere Projekte unmittelbar Anwendung findet, wäre (aus Konsistenzgründen und um Verwirrung zu vermeiden) eine Korrektur der Gesetzesbegründung zu § 113d EnWG vorzunehmen.

13. Hinweis auf redaktionellen Fehler

Bei der Begründung zum § 3 StromNZV (Seite 122 / Zu Nummer 1 (§ 3), Buchstabe a) und b)) wird festgehalten, dass redaktionelle Berichtigungen vorgenommen und die Norminhalte in den § 21 Absatz 1b EnWG übernommen worden sind. Da es den Absatz 1b) in der aktuellen Gesetzesfassung nicht gibt und in der Gesetzesnovelle kein Bezug zu diesem feststellbar ist, handelt es sich vermutlich um einen redaktionellen Fehler.

§ 11 Abs. 2 S. 1 ARegV: Streichung Nr. 16 soll Folgeänderung der Streichung von § 11 Abs. 3 EnWG sein -> Streichung findet sich aber nicht im Entwurf.

§ 34 Abs. 8a (neu) ARegV: Verweist auf § 118 Abs. 27 EnWG, der wiederum auf § 28a Abs. 3 verweist -> dieser behandelt aber Gasinfrastruktur

Anhang: Details zu den Veröffentlichungspflichten
Zu den Veröffentlichungspflichten:

Vorschrift	Seite	Änderungsvorschlag im Text	Änderungsvorschlag in der <u>Begründung</u> (inkl. Begründung des Änderungsvorschlags im Text)
Art. 1 Nr. 26 (§ 23b Abs. 1 Nr. 14)	20 sowie 86	alle in der Entscheidung nach § 23 der Anreizregulierungsverordnung genannten Daten, ausgenommen Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Übertragungsnetzbetreiber und Dritter ,	<p>In manchen Investitionsmaßnahmenanträgen und den Genehmigungen sind ebenfalls systemrelevante Informationen wie zu kritischer Infrastruktur oder dem Netzwiederaufbau enthalten, die unter keinen Umständen veröffentlicht werden dürfen. Folglich sind auch Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der ÜNB schutzwürdig.</p> <p>Da der Anbietermarkt für Höchstspannungstechnik sehr klein ist und Investitionsmaßnahmenanträge z.T. kleinteilig gestellt werden, kann die Veröffentlichung der geplanten Anschaffungs- und Herstellungskosten durchaus nachteilig für Beschaffungspreise der Anlagengüter sein. Da diese Investitionskosten über die Netzentgelte auf die Netznutzer umgelegt werden, sind negative Effekte für die Netznutzer nicht auszuschließen. Es besteht somit ein schutzwürdiges Geheimhaltungsinteresse der ÜNB.</p>
Art. 1 Nr. 26 (§ 23c Abs. 2 Nr. 1 EnWG)	21	die Summe aller Stromabgaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen an Elektrizitätsverteilernetze und Letztverbraucher (vertikale Netzlast) stundenscharf in Megawatt stunden pro Stunde pro in Deutschland geltender Marktzeiteinheit ,	Die Marktzeiteinheit in Deutschland ist mittlerweile die Viertelstunde.
Art. 1 Nr. 26 (§ 23c Abs. 2 Nr. 2 EnWG)	21	für das Höchstspannungsnetz die Jahreshöchstlast pro Netz- und Umspannebene sowie den als Lastverlauf die Netzeinspeisung, die sich als Summe aller Einspeisungen von Verbundübergabestellen, Kraft-	Es besteht bereits nach Art. 6.1.a der VO (EU) Nr. 543/2013 eine redundante europäische Veröffentlichungspflicht für den Datenpunkt des Lastverlaufs. Die Veröffentlichungspflicht muss daher nicht ins EnWG aufgenommen werden. Sofern auf einer nationalen Veröffentlichungspflicht im EnWG

		<p>werken und Verteilungsnetzen in das Übertragungsnetz pro in Deutschland geltender Marktzeiteinheit ergibt (in Megawatt) als viertelstündige Leistungsmessung,</p>	<p>bestanden wird, werden die textlichen Präzisierungen der Ermittlung des Lastverlaufs vorgeschlagen.</p>
Art. 1 Nr. 26 (§ 23c Abs. 2 Nr. 3 EnWG)	21	<p>die Netzverluste,</p>	<p>Der Datenpunkt ist defacto redundant mit der Veröffentlichung nach §23c Abs. 2 Nr. 7 EnWG</p>
Art. 1 Nr. 26 (§ 23c Abs. 2 Nr. 4 EnWG)	21	<p>den viertelstündigen Regelzonensaldo in Megawattstunden pro Viertelstunde sowie die tatsächlich abgerufene Minutenreserve,</p>	<p>Es bestehen bereits nach Art. 12.3.a der VO EU 2017/2195 (EB GL) sowie Art. 17.1.h VO EU 543/2013 überlappende, redundante, viel detailliertere europäische Veröffentlichungspflichten für diesen Datenpunkt. Der Inhalt des §23c Abs. 2 Nr. 4 EnWG passt nicht mehr zum gegenwärtigen deutschen Regelleistungs/-arbeitsmarkt. Die Veröffentlichungspflicht sollte daher nicht ins EnWG aufgenommen werden. Sofern auf einer nationalen Veröffentlichungspflicht im EnWG bestanden wird, bedarf der Gesetzesentwurf einer Präzisierung, ob der betriebliche oder qualitätsgesicherte Regelzonensaldo zu veröffentlichen ist. Beides wird jedoch ebenfalls bereits auf regelleistung.net veröffentlicht.</p>
Art. 1 Nr. 26 (§ 23c Abs. 2 Nr. 5 EnWG)	21	<p>Nr. 5a: die Mess- und Zählwerte der die grenzüberschreitenden physikalischen Lastflüsse zusammengefasst je Kuppelstelle Regelzonengrenze pro in Deutschland geltender Marktzeiteinheit (in Megawatt).</p> <p>Nr. 5b: die gesamten grenzüberschreitenden abgestimmten Fahrplananmeldungen zusammengefasst je Gebotszonengrenze pro in Deutschland geltender Marktzeiteinheit (in Megawatt).</p> <p>Nr. 5c inklusive einer Vorschau</p>	<p>Es bestehen bereits gemäß der Art. 12.1.g / 12.1.f / 11.1 der VO (EU) Nr. 543/2013 redundante europäische Veröffentlichungspflichten für diese Datenpunkte, die präziser sind. Die Veröffentlichungspflicht muss daher nicht ins EnWG aufgenommen werden. Sofern auf einer nationalen Veröffentlichungspflicht im EnWG bestanden wird, sollte der Abs. 2. Nr. 5 EnWG in drei Nummern aufgetrennt werden und textlich wie vorgeschlagen präzisiert werden.</p>

		auf die abgestimmten prognostizierten Netto-Transferkapazitäten relevant für die jeweils stattfindende Kapazitätsvergabe je Gebotszonengrenze pro in Deutschland geltender Marktzeiteinheit (in Megawatt),	
Art. 1 Nr. 26 (§ 23c Abs. 2 Nr. 6 EnWG)	21	die marktrelevanten Ausfälle und Planungen für Revisionen der Übertragungsnetze,	Es besteht bereits gemäß der VO (EU) Nr. 1227/2011 eine redundante europäische Veröffentlichungspflicht für diesen Datenpunkt. Die dort enthaltenen EU-weit geltenden REMIT Vorgaben sind bereits präziser. Identische Veröffentlichungen an zwei Orten sollten vermieden werden, da Veröffentlichungsinhalte durch sich zukünftig verändernde nationale und europäische Gesetzgebung auseinander divergieren könnten und so mehr Verwirrung als Transparenz schaffen. Die Veröffentlichungspflicht muss daher nicht ins EnWG aufgenommen werden.
Art. 1 Nr. 26 (§ 23c Abs. 2 Nr. 7 EnWG)	21	die Mengen und die durchschnittlichen jährlichen Beschaffungspreise der Verlustenergie und	Gesetzestext bedarf Präzisierung welche Mengen und Preise veröffentlicht werden sollen. Der Vorschlag entspricht bereits der aktuellen Veröffentlichungspraxis der ÜNB.
Art. 1 Nr. 26 (§ 23c Abs. 2 Nr. 8 EnWG)	21	Daten zur vorgesehenen prognostizierten Einspeisung von Windenergie und Solarenergie auf Grundlage der vortägigen Prognosen, die auch die Betreiber von Übertragungsnetzen verwenden, und zur tatsächlichen Einspeisung anhand der Daten, die die Betreiber von Übertragungsnetzen untereinander verrechnen (in Megawattstunden pro in Deutschland geltende Marktzeiteinheit Stunde).	Es besteht bereits nach Art. 14.1.d der VO (EU) Nr. 543/2013 eine redundante europäische Veröffentlichungspflicht für diesen Datenpunkt. Die Veröffentlichungspflicht muss daher nicht ins EnWG aufgenommen werden. Sofern auf einer nationalen Veröffentlichungspflicht im EnWG bestanden wird, sind die textlichen Änderungsvorschläge begründet durch: <ol style="list-style-type: none"> 1. Es besteht keine Notwendigkeit den Datenpunkt auf Windenergie zu beschränken. Bereits aktuell werden Day-Ahead Prognosen auch für Solarenergie veröffentlicht. 2. Es ist notwendig zu präzisieren, dass die vortägigen (Day Ahead) Prognosen veröffentlicht werden sollen. Die Marktzeiteinheit ist in Deutschland mitt-

			<p>lerweile die Viertelstunde, daher ist eine Veröffentlichung in MW je Marktzeiteinheit sinnvoll. Dies entspricht bereits der aktuellen Veröffentlichungspraxis.</p>
<p>Art. 1 Nr. 26 (§ 23c Abs. 7 EnWG)</p>	<p>23</p>	<p>Die Veröffentlichung der Angaben nach den Absätzen 1 bis 6 hat in einem gängigen Format zu erfolgen, das eine automatisierte Auslesung der veröffentlichten Daten von der Internetseite ermöglicht. Die Angaben nach den Absätzen 2, 3, 5 und 6 sind bei Änderungen unverzüglich anzupassen, mindestens monatlich oder, falls es die Verfügbarkeit kurzfristiger Dienstleistungen erfordert, täglich. Fernleitungsnetzbetreiber haben die Angaben auf ihrer Internetseite zusätzlich in englischer Sprache zu veröffentlichen.</p>	<p>Die in § 23c Abs. 2 EnWG genannten Veröffentlichungspflichten Nr. 1 bis 8 sehen entweder eine jahresscharfe, stündliche oder viertelstündliche Veröffentlichung vor. Bei den jahresscharfen Daten (z.B. Jahreshöchstlast) ist eine monatliche und/oder tägliche Aktualisierung nicht möglich. Auch bei den ohnehin (viertel)-stündlichen Daten ist eine solche Aktualisierung ebenfalls obsolet</p>